

**RAPORT
PRIVIND REALIZAREA
INDICATORILOR DE PERFORMANȚĂ PENTRU
SERVICIILE DE TRANSPORT, DE SISTEM ȘI DE
DISTRIBUȚIE A ENERGIEI ELECTRICE
ȘI
STAREA TEHNICĂ A REȚELELOR ELECTRICE
DE TRANSPORT ȘI DE DISTRIBUȚIE
- 2024 -**

ANRE

Cuprins

1. Indicatorii de performanță pentru serviciul de transport al energiei electrice și pentru serviciul de sistem	2
1.1. Indicatori de performanță generali privind activitatea operatorului de transport și de sistem	2
1.1.1. Indicatorii de performanță generali privind utilizarea rețelei electrice de transport	2
1.1.2. Indicatorii de performanță generali pentru serviciul de sistem	9
1.1.3. Indicatorii de performanță generali privind coordonarea funcționării SEN	11
1.2. Indicatori de performanță privind continuitatea serviciului de transport al energiei electrice	12
1.3. Indicatori de performanță privind calitatea tehnică a energiei electrice	14
1.4. Indicatori de performanță privind calitatea comercială a serviciului	24
2. Indicatorii de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice	26
2.1. Date generale	26
2.2. Continuitatea în alimentarea utilizatorilor	28
2.2.1. Introducere	28
2.2.2. Analiza indicatorilor de continuitate pentru serviciul de distribuție a energiei electrice	30
2.2.3. Indicatori de continuitate agregați la nivel de OD și țară	31
2.2.4. Indicatorul AIT la IT	34
2.3. Calitatea tehnică a energiei electrice	36
2.3.1. Rețele Electrice Muntenia	37
2.3.2. Rețele Electrice Banat	37
2.3.3. Rețele Electrice Dobrogea	38
2.3.4. Distribuție Energie Oltenia	38
2.3.5. Delgaz Grid	39
2.3.6. DEER Muntenia Nord	39
2.3.7. DEER Transilvania Nord	40
2.3.8. DEER Transilvania Sud	41
2.4. Calitatea comercială a serviciului de distribuție a energiei electrice	42
2.4.1. Avize tehnice de racordare	42
2.4.2. Contracte de racordare	43
2.4.3. Contracte pentru serviciul de distribuție	44
2.4.4. Procesul de racordare	45
2.4.5. Reclamații	46
2.4.6. Compensații acordate utilizatorilor	49
3. Starea tehnică a rețelilor electrice	50
3.1. Starea tehnică a rețelei electrice de transport	50
3.1.1. Capacități energetice	50
3.1.2. Durata de funcționare a instalațiilor	51
3.1.3. Capacități energetice rețehnologizate / noi	53
3.1.4. Realizarea planului anual de investiții	54
3.1.5. Stadiul proiectelor din planul de dezvoltare a RET	55
3.1.6. Stadiul proiectelor de interes comun	56
3.1.7. Realizarea planului anual de mentenanță	59
3.1.8. Incidente în rețeaua electrică de transport în anul 2024	60
3.1.9. Monitorizarea prognozei balanței dintre resursele și consumul de energie electrică	60
3.2. Rețele Electrice Muntenia	66
3.2.1. Capacități energetice	66
3.2.2. Durata de funcționare a instalațiilor	66
3.2.3. Capacități energetice rețehnologizate / noi	68
3.2.4. Realizarea planului anual de investiții	69
3.2.5. Realizarea planului anual de mentenanță	71
3.2.6. Incidente deosebite în anul 2024	71
3.3. Rețele Electrice Banat	73
3.3.1. Capacități energetice	73
3.3.2. Durata de funcționare a instalațiilor	74
3.3.3. Capacități energetice rețehnologizate / noi	75
3.3.4. Realizarea planului anual de investiții	76
3.3.5. Realizarea planului anual de mentenanță	77
3.3.6. Incidente deosebite în anul 2024	78

3.4. Rețele Electrice Dobrogea.....	79
3.4.1. Capacități energetice	79
3.4.2. Durata de funcționare a instalațiilor	80
3.4.3. Capacități energetice rețehnologizate / noi	81
3.4.4. Realizarea planului anual de investiții.....	82
3.4.5. Realizarea planului anual de mentenanță	83
3.4.6. Incidente deosebite în anul 2024.....	84
3.5. Distribuție Energie Oltenia	85
3.5.1. Capacități energetice	85
3.5.2. Durata de funcționare a instalațiilor	85
3.5.3. Capacități energetice rețehnologizate / noi	87
3.5.4. Realizarea planului anual de investiții.....	87
3.5.5. Realizarea planului anual de mentenanță	88
3.5.6. Incidente deosebite în anul 2024.....	89
3.6. Delgaz Grid.....	90
3.6.1. Capacități energetice	90
3.6.2. Durata de funcționare a instalațiilor	90
3.6.3. Capacități energetice rețehnologizate / noi	91
3.6.4. Realizarea planului anual de investiții.....	92
3.6.5. Realizarea planului anual de mentenanță	93
3.6.6. Incidente deosebite în anul 2024.....	94
3.7. DEER Muntenia Nord.....	95
3.7.1. Capacități energetice	95
3.7.2. Durata de funcționare a instalațiilor	95
3.7.3. Capacități energetice rețehnologizate / noi	96
3.7.4. Realizarea planului anual de investiții.....	97
3.7.5. Realizarea planului anual de mentenanță	98
3.7.6. Incidente deosebite în anul 2024.....	99
3.8. DEER Transilvania Nord.....	100
3.8.1. Capacitati energetice	100
3.8.2. Durata de funcționare a instalațiilor	100
3.8.3. Capacități energetice rețehnologizate / noi	101
3.8.4. Realizarea planului anual de investiții.....	102
3.8.5. Realizarea planului anual de mentenanță	103
3.8.6. Incidente deosebite în anul 2024.....	104
3.9. DEER Transilvania Sud.....	105
3.9.1. Capacități energetice	105
3.9.2. Durata de funcționare a instalațiilor	105
3.9.3. Capacități energetice rețehnologizate/noi	106
3.9.4. Realizarea planului anual de investiții.....	107
3.9.5. Realizarea planului anual de mentenanță	108
3.9.6. Incidente deosebite în anul 2024.....	109
3.10. Situația agregată la nivelul întregii țări a capacităților energetice din RED	110
3.11. Situația agregată la nivelul întregii țări a realizării lucrărilor de investiții în RED	111
3.12. Situația agregată la nivelul întregii țări a realizării lucrărilor de mentenanță în RED	112
3.13. Situația agregată la nivelul întregii țări a incidentelor deosebite în RED	113
4. Concluzii.....	115

Anexe:

- Anexa 1 - Stadiul investițiilor prevăzute în planul de dezvoltare al RET pe perioada 2024-2033
- Anexa 2 - Stadiul implementării proiectelor de interes comun derulate de OTS
- Anexa 3 - Incidente cu energie electrică nelivrată în RET
- Anexa 4 - Incidente deosebite în rețelele de distribuție a energiei electrice
- Anexa 5 - Centralizatorul valorilor prognozate și al punerilor în funcțiune la nivel de OD pe perioada 2020-2024
- Anexa 6 - Parametri tehnici de calitate a energiei electrice înregistrați în 2024 în stațiile OD

**INDICATORII DE PERFORMANȚĂ PENTRU
SERVICIILE DE TRANSPORT, DE SISTEM
ȘI DE DISTRIBUȚIE A ENERGIEI ELECTRICE
ȘI
STAREA TEHNICĂ A REȚELELOR ELECTRICE
DE TRANSPORT ȘI DE DISTRIBUȚIE
- 2024 -**

INTRODUCERE

Indicatorii privind calitatea serviciilor de transport și de distribuție, precum și calitatea energiei electrice vehiculate prin rețeaua electrică de transport (RET) și prin rețelele electrice de distribuție (RED) reprezintă un reper esențial în fundamentarea elementelor tehnico-economice aferente realizării și re tehnologizării rețelelor electrice și influențează în mod major eficiența rețelelor și eficiența economică a activității utilizatorilor acestora. În categoria utilizatorilor rețelelor electrice sunt incluși consumatorii de energie electrică, producătorii precum și alți operatori de rețea racordați la rețelele sistemului electroenergetic național (SEN).

Prezentul raport cuprinde o analiză a calității serviciului de transport al energiei electrice și a serviciului de sistem, prestate de operatorul de transport și de sistem, precum și a calității serviciului de distribuție a energiei electrice prestat de operatorii de distribuție titulari de licență, care dețin concesiunea serviciului de distribuție în cadrul celor opt zone teritoriale ale României pentru care se stabilesc tarife de distribuție reglementate.

Analiza s-a efectuat pornind de la indicatorii de performanță definiți în *Standardul de performanță pentru serviciul de transport al energiei electrice și pentru serviciul de sistem*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 12/2016, cu modificările și completările ulterioare, respectiv în *Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 46/2021, cu modificările și completările ulterioare. În conformitate cu prevederile celor două standarde, operatorul de transport și de sistem (OTS) și operatorii de distribuție concesionari (OD) au transmis la ANRE valorile indicatorilor de performanță înregistrate în anul 2024, precum și informațiile prin care sunt justificate valorile înregistrate.

De asemenea, în prezentul raport este descrisă situația privind starea tehnică a rețelelor electrice de transport și de distribuție la finalul anului 2024, bazată pe datele transmise în conformitate cu prevederile standardelor de performanță, precum și pe datele privind realizările programelor de investiții și mentenanță raportate conform prevederilor *Procedurii privind fundamentarea și aprobarea planurilor de dezvoltare și de investiții ale operatorului de transport și de sistem și ale operatorilor de distribuție a energiei electrice*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 98/2022, cu modificările și completările ulterioare.

1. INDICATORII DE PERFORMANȚĂ PENTRU SERVICIUL DE TRANSPORT AL ENERGIEI ELECTRICE ȘI PENTRU SERVICIUL DE SISTEM

Indicatorii de performanță analizați se referă la activitățile specifice serviciului de transport al energiei electrice, respectiv gestionarea și exploatarea RET, precum și la activitățile specifice serviciului de sistem, respectiv coordonarea funcționării SEN.

Indicatorii de performanță se referă la:

- utilizarea rețelei electrice de transport;
- serviciul de sistem și coordonarea funcționării SEN;
- continuitatea serviciului de transport al energiei electrice;
- calitatea tehnică a energiei electrice;
- calitatea comercială a serviciului de transport al energiei electrice și a serviciului de sistem.

Obligația privind respectarea indicatorilor garantați de performanță a serviciilor prevăzuți în standardul de performanță nu se aplică în caz de forță majoră, lipsă a puterii generate și avarii extinse pe liniile electrice de interconexiune în condițiile în care OTS a luat toate măsurile pentru funcționarea normală a SEN, aplicarea în condițiile legii a măsurilor de salvagardare și deconectare a utilizatorilor pentru nerespectarea prevederilor contractuale sau a cerințelor tehnice din certificatul de racordare, stabilite conform reglementărilor în vigoare.

1.1. INDICATORI DE PERFORMANȚĂ GENERALI PRIVIND ACTIVITATEA OPERATORULUI DE TRANSPORT ȘI DE SISTEM

1.1.1. Indicatorii de performanță generali privind utilizarea rețelei electrice de transport

Indicatorii de performanță generali privind utilizarea rețelei electrice de transport cuprind informații referitoare la serviciul de transport al energiei electrice, la gestionarea și exploatarea RET, respectiv:

a. Capacitatea de transport prin secțiunile caracteristice ale SEN (MW)

Din punct de vedere al stabilității statice, în cadrul RET sunt evidențiate secțiuni ale rețelei electrice de transport, definite prin elementele de rețea, respectiv linii electrice aeriene (LEA) care formează fiecare secțiune. Pentru fiecare dintre secțiunile caracteristice, OTS stabilește puterea admisibilă prognozată pentru schema cu N elemente în funcțiune și puterea medie pentru schema reală de funcționare în anul de analiză, exprimate în MW.

Pentru anul 2024 sunt evidențiate șase secțiuni ale rețelei electrice de transport. Capacitatea de transport prin secțiunile caracteristice ale SEN este prezentată în tabelul de mai jos:

Tabelul nr. 1.1.1.1

Secțiunea	Elementele de rețea care formează secțiunea	Puterea admisibilă prognozată pentru schema cu N elemente în funcțiune [MW]	Puterea medie pentru schema reală de funcționare în anul 2024 [MW]
Perioada: 01.01.2024 - 14.06.2024			
1	LEA 400 kV Urechești – Domnești	2.870	2.729

Secțiunea	Elementele de rețea care formează secțiunea	Puterea admisibilă proгноzată pentru schema cu N elemente în funcțiune [MW]	Puterea medie pentru schema reală de funcționare în anul 2024 [MW]
	LEA 400 kV Slatina – București Sud LEA 400 kV Porțile de Fier – Djerdap LEA 400 kV Țânțăreni – Sibiu Sud LEA 400 kV Țânțăreni – Kozlodui d.c. LEA 400 kV Țânțăreni – Bradu LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița d.c. LEA 220 kV Craiova Nord – Turnu Măgurele LEA 220 kV Urechești – Târgu Jiu Nord		
2	LEA 400 kV Mukacevo – Roșiori LEA 400 kV Nădab – Bekescsaba LEA 400 kV Arad – Sandorfalva LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița d.c. LEA 220 kV Urechești – Târgu Jiu Nord LEA 400 kV Țânțăreni – Sibiu Sud LEA 400 kV Sibiu Sud – Brașov LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni	2.190	1.894
3 Vest->Est	LEA 400 kV Brașov – Gutinaș LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței LEA 400 kV București Sud – Pelicanu LEA 400 kV Rahman – Dobrudja LEA 400 kV Stupina – Varna LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești LEA 220 kV Gheorgheni – Stejaru	1.040	1.014
4	LEA 400 kV Mukacevo – Roșiori LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut LEA 400 kV Oradea Sud – Nădab LEA 220 kV Alba Iulia – Cluj Florești LEA 220 kV Gheorgheni – Stejaru	1.260	1.062
5	LEA 400 kV Brașov – Gutinaș LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș LEA 220 kV Gheorgheni – Stejaru LEA 220 kV Focșani Vest – Barboși	720	602
6	LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței LEA 400 kV București Sud – Pelicanu LEA 400 kV Rahman – Dobrudja LEA 400 kV Stupina – Varna LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești LEA 220 kV Focșani Vest – Barboși	3.210	3.208
<i>Perioada: 15.06.2024 - 10.12.2024</i>			
1	LEA 400 kV Urechești – Domnești LEA 400 kV Slatina – București Sud LEA 400 kV Porțile de Fier – Djerdap LEA 400 kV Țânțăreni – Sibiu Sud LEA 400 kV Țânțăreni – Kozlodui d.c. LEA 400 kV Țânțăreni – Bradu LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița d.c. LEA 220 kV Craiova Nord – Turnu Măgurele	1.950	1.698

Secțiunea	Elementele de rețea care formează secțiunea	Puterea admisibilă prognostată pentru schema cu N elemente în funcțiune [MW]	Puterea medie pentru schema reală de funcționare în anul 2024 [MW]
	LEA 220 kV Urechești – Târgu Jiu Nord		
2	LEA 400 kV Mukacevo – Roșiori LEA 400 kV Nădab – Bekescsaba LEA 400 kV Arad – Sandorfalva LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița d.c. LEA 220 kV Urechești – Târgu Jiu Nord LEA 400 kV Țânțăreni – Sibiu Sud LEA 400 kV Sibiu Sud – Brașov LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni	1.840	1.767
3 Vest->Est	LEA 400 kV Brașov – Gutinaș LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței LEA 400 kV București Sud – Pelicanu LEA 400 kV Medgidia Sud – Dobrudja LEA 400 kV Medgidia Sud – Varna LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești LEA 220 kV Gheorgheni – Stejaru	1.070	1.048
4	LEA 400 kV Mukacevo – Roșiori LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut LEA 400 kV Oradea Sud – Nădab LEA 220 kV Alba Iulia – Cluj Florești LEA 220 kV Gheorgheni – Stejaru	1.200	967
5	LEA 400 kV Brașov – Gutinaș LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș LEA 220 kV Gheorgheni – Stejaru LEA 220 kV Focșani Vest – Barboși	680	612
6	LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței LEA 400 kV București Sud – Pelicanu LEA 400 kV Medgidia Sud – Dobrudja LEA 400 kV Medgidia Sud – Varna LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești LEA 220 kV Focșani Vest – Barboși	2.970	2.932
<i>Perioada: 11.12.2024 - 31.12.2024</i>			
1	LEA 400 kV Urechești – Domnești LEA 400 kV Slatina – București Sud LEA 400 kV Porțile de Fier – Djerdap LEA 400 kV Țânțăreni – Arefu LEA 400 kV Țânțăreni – Kozlodui d.c. LEA 400 kV Țânțăreni – Bradu LEA 400 kV Porțile de Fier – Reșița LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița d.c. LEA 220 kV Craiova Nord – Turnu Măgurele LEA 220 kV Urechești – Târgu Jiu Nord	1.790	1.409
2	LEA 400 kV Mukacevo – Roșiori LEA 400 kV Nădab – Bekescsaba LEA 400 kV Arad – Sandorfalva LEA 400 kV Arefu – Sibiu Sud LEA 400 kV Sibiu Sud – Brașov	1.940	1.664

Secțiunea	Elementele de rețea care formează secțiunea	Puterea admisibilă proгноzată pentru schema cu N elemente în funcțiune [MW]	Puterea medie pentru schema reală de funcționare în anul 2024 [MW]
	LEA 400 kV Porțile de Fier – Reșița LEA 400 kV Pancevo – Reșița circ. 2 LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița d.c. LEA 220 kV Urechești – Târgu Jiu Nord		
3 Vest->Est	LEA 400 kV Brașov – Gutinaș LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței LEA 400 kV București Sud – Pelicanu LEA 400 kV Medgidia Sud – Dobrudja LEA 400 kV Medgidia Sud – Varna LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești LEA 220 kV Gheorgheni – Stejaru	490	487
4	LEA 400 kV Mukacevo – Roșiori LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut LEA 400 kV Oradea Sud – Nădab LEA 220 kV Alba Iulia – Cluj Florești LEA 220 kV Gheorgheni – Stejaru	1.240	939
5	LEA 400 kV Brașov – Gutinaș LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș LEA 220 kV Gheorgheni – Stejaru LEA 220 kV Focșani Vest – Barboși	490	464
6	LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței LEA 400 kV București Sud – Pelicanu LEA 400 kV Medgidia Sud – Dobrudja LEA 400 kV Medgidia Sud – Varna LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești LEA 220 kV Focșani Vest – Barboși	2.860	2.769

Notă: Valoarea puterii medii admisibile pentru schema reală de funcționare se determină ca valoare medie ponderată a puterilor admisibile, din punctul de vedere al stabilității statice, pentru schemele reale de funcționare (cu N sau N-1 elemente în funcțiune), aferente fiecărei secțiuni caracteristice a SEN.

Pentru anul 2024 s-au determinat puterile limită de stabilitate statică, puterile maxime admisibile ținând cont de respectarea criteriului de siguranță (N-1) și valoarea rezervei de stabilitate statică, în schema completă cu N elemente în funcțiune și în scheme cu retrageri din exploatare. De asemenea, s-au determinat valorile puterilor medii pentru schema reală de funcționare.

Conform datelor prezentate în tabelul de mai sus, valorile puterilor medii pentru schema reală de funcționare pentru fiecare secțiune caracteristică a SEN respectă puterea admisibilă în schema cu N elemente în funcțiune.

În anul 2024 s-a respectat asigurarea rezervei de stabilitate statică în fiecare secțiune caracteristică.

b. Consumul propriu tehnologic în RET, determinat ca fiind diferența dintre energia electrică introdusă în RET și energia electrică extrasă din RET, raportată la energia electrică introdusă în RET, este prezentat în Tabelul nr. 1.1.1.2.

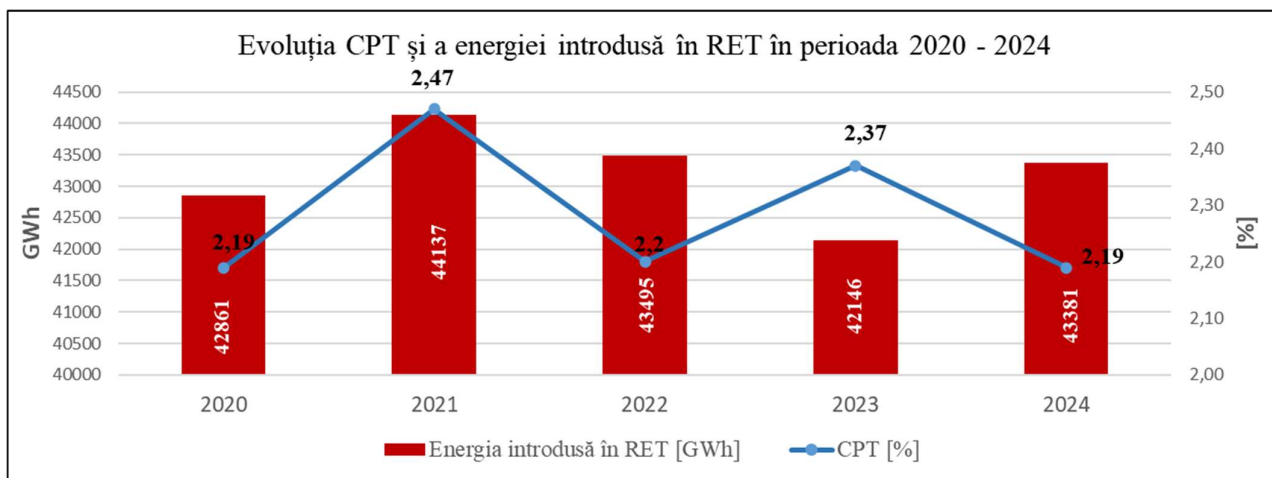
Tabelul nr. 1.1.1.2

Anul 2024	Total
Energia electrică introdusă în RET (MWh)	43.381.461
Energia electrică extrasă din RET (MWh)	42.432.396
Consumul propriu tehnologic în RET (MWh)	949
Consumul propriu tehnologic în RET (%)	2,19

În Tabelul nr. 1.1.1.3 este prezentată o situație comparativă a consumului propriu tehnologic (CPT) în RET înregistrat în perioada 2020-2024.

Tabelul nr. 1.1.1.3

Anul	2020	2021	2022	2023	2024
Energie electrică introdusă în RET (GWh)	42.861	44.137	43.495	42.146	43.381
Energie electrică extrasă din RET (GWh)	41.924	43.048	42.536	41.147	42.432
Consumul propriu tehnologic în RET [GWh]	937,5	1089	959	999	949
Consumul propriu tehnologic în RET (%)	2,19	2,47	2,20	2,37	2,19



CPT-ul înregistrat în RET în anul 2024 a fost de 949,065 GWh, cu 5 % mai mic față de cel din anul 2023. Raportat la energia intrată în conturul RET s-a înregistrat un procent de 2,19 %, în scădere față de valoarea de 2,37 % corespunzătoare anului precedent. Deși energia intrată în conturul RET a crescut, pierderile în valoare absolută au scăzut ca urmare a fluxurilor fizice mai avantajoase pe liniile de interconexiune, care au determinat transportul energiei pe distanțe mai scurte, cu pierderi mai mici, precum și ca urmare a condițiilor meteorologice mai favorabile, caracterizate de cantități totale de precipitații mai mici, care au determinat scăderea pierderilor corona.

Energia intrată în conturul RET a fost de 43.381 GWh, cu 2,9 % mai mare decât în anul 2023, în condițiile în care consumul intern net înregistrat a crescut cu cca. 4,3 %. Evoluția energiei intrate în RET a fost influențată de cea a importului, care a crescut cu 88,5 % (+4.497 GWh), în condițiile în care energia injectată de centralele electrice care debitează direct în RET a scăzut cu 7 % (-2.347,7 GWh), iar energia intrată din RED în RET a scăzut cu cca. 26 % (-913,7 GWh).

Fluxurile fizice pe liniile de interconexiune au avut în ansamblu o evoluție mai favorabilă față de anul 2023, ceea ce a dus scăderea pierderilor, evoluția pe granițe fiind următoarea:

a. pe granițele cu Ungaria și Ucraina, situate în zone deficitare în producție, soldul cumulat de import a fost de aproape trei ori mai mare (+192,5 %), pe fondul scăderii exportului fizic cu cca. 62,8 % și al creșterii importului fizic pe aceste granițe cu cca. 88 %, influența asupra pierderilor din RET fiind pozitivă ca urmare a alimentării zonei pe un traseu mai scurt;

- b. tot o evoluție pozitivă s-a înregistrat și pe granița cu Republica Moldova, creșterea cu 4,7 % a soldului de export pe LEA de interconexiune 400 kV Isaccea – Vulcănești permițând evacuarea pe un traseu mai scurt, cu pierderi mai mici a unei părți din excedentul zonei Dobrogea;
- c. pe granița cu Bulgaria, situată în zonă excedentară în producție, soldul de export a scăzut cu 62,5 %, pe fondul scăderii exportului fizic cu cca. 10,2 %, respectiv al creșterii importului fizic cu cca. 82,8 %, evoluție care a determinat evacuarea producției excedentare din zona de sud pe o cale mai lungă, cu pierderi mai mari;
- d. tot o evoluție negativă s-a înregistrat pe granița cu Serbia, situată în zonă excedentară în producție, unde fluxurile fizice de export au scăzut cu cca. 48,5 %, în timp ce fluxurile fizice de import au crescut cu cca. 111,3 %, soldul anual trecând de la un export de cca. 340 GWh în anul 2023 la un import de 1.177 GWh în anul 2024. Reducerea exportului fizic și creșterea importului fizic pe această graniță au contribuit la încărcarea axului de 220 kV Porțile de Fier – Reșița – Arad mult peste puterea naturală și creșterea semnificativă a pierderilor pe acesta.

În ansamblu, structura producției care debitează direct în RET a fost mai avantajoasă din punct de vedere al pierderilor în anul 2024 față de anul 2023. Centralele electrice care debitează direct în RET au produs cu cca. 7 % mai puțină energie în anul 2024 comparativ cu anul 2023, astfel:

- a. centralele pe cărbune au produs cu cca. 14,2 % mai puțină energie în anul 2024, înregistrându-se o evoluție cu impact pozitiv asupra pierderilor la toate centralele pe cărbune rămase în funcțiune, acestea fiind situate în zone excedentare;
- b. în centralele pe hidrocarburi producția a fost mai mare cu cca. 13,5 %, înregistrându-se creștere cu impact pozitiv asupra pierderilor la CECC OMV Petrom Brazi (+18,3 %) și o evoluție cu impact negativ la CTE Iernut (-8,7 %), ambele centrale fiind situate în zone deficitare în producție;
- c. centralele hidroelectrice care debitează în RET au produs în total cu cca. 16,2 % mai puțină energie față de anul 2023. Energia produsă în amenajările cu lacuri de acumulare, situate în zone deficitare în producție, a fost mai mică cu cca. 31 % decât cea din anul anterior, având un impact negativ asupra pierderilor. În schimb, scăderea cu cca. 7 % a producției la CHE Porțile de Fier I a influențat CPT-ul în sens pozitiv, corelat și cu creșterea importului pe LEA 400 kV Porțile de Fier - Djerdap, contribuind la descărcarea parțială a axului de 220 kV Porțile de Fier – Reșița – Arad;
- d. centrala nucleoelectrică a produs cu 2,7 % mai multă energie față de anul anterior, compensând parțial efectul pozitiv al scăderii cu cca. 19,8 % a producției în centralele eoliene care debitează direct în RET, toate aceste centrale fiind situate într-o zonă excedentară în producție.

De asemenea, cantitatea de precipitații înregistrată în anul 2024 a fost cu cca. 20 % mai mică decât în anul 2023, determinând scăderea componentei corona a pierderilor.

Măsurile și acțiunile efectuate de către CNTEE Transelectrica SA în anul 2024 și planificate pentru anul 2025 în scopul reducerii CPT în RET sunt următoarele:

- în stațiile electrice în care există două unități de transformare se funcționează cu o singură unitate dacă se asigură respectarea condițiilor de siguranță; în această situație, dacă din cele două unități de transformare una este veche și una este nouă, de regulă, în funcțiune este unitatea nouă, cu pierderi reduse;
- s-au redus, pe cât posibil, duratele de retragere din exploatare în cazul LEA pentru care din calculele de regim a rezultat o creștere semnificativă a CPT la funcționarea fără linia respectivă;
- în anul 2024 s-au racordat (intrare – ieșire) LEA 400 kV Rahman – Dobrudja și LEA 400 kV Stupina – Varna în stația 400 kV Medgidia Sud;
- s-a pus în funcțiune stația Reșița 400 kV cu următoarele echipamente: LEA 400 kV Porțile de Fier – Reșița, c2 al LEA 400 kV Reșița – Pancevo (linie de interconexiune cu Serbia), AT3 – 400 MVA, 400/200 kV Reșița și bobina de compensare Reșița – 100 MVar, 400 kV;
- s-a pus în funcție stația 400 kV Arefu, cu AT3 – 400 MVA, 400/220 kV, în care s-a racordat (intrare – ieșire) LEA 400 kV Țânțăreni – Sibiu Sud;
- a fost finalizată lucrarea de reconducătorare a LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni;

- s-au înlocuit cu unități noi și moderne, cu pierderi mici, următoarele unități de transformare: T1 și T2 – 250 MVA în stația 400/110 kV Pelicanu, AT1 – 200 MVA în stația 220/110 kV Reșița, AT – 200 MVA în stația 220/110 kV Filești, AT1 – 200 MVA în stația 220/110 kV Baru Mare;
- s-a finalizat proiectul de implementare a unui nou sistem de contorizare și management al datelor măsurate, care permite o monitorizare mai aproape de timpul real și mai eficientă a CPT din RET;
- la începutul anului 2025 s-a pus în funcțiune circuitul 1 al LEA 400 kV Reșița – Pancevo, de interconexiune cu Serbia și transformatorul 400/110 kV, 250 MVA din stația Reșița;
- în anul 2025 urmează să fie puse în funcțiune două unități de transformare noi 400/110 kV, 250 MVA în stația București Sud;
- se continuă lucrările de investiții în axul 400 kV Banat;
- se continuă proiectele de construire a liniilor noi LEA 400 kV d.c. Cernavodă – Gura Ialomiței – Stâlp și LEA 400 kV d.c. Smârdan – Gutinaș. Acestea vor descărca liniile de transport pe direcția sud – nord, care funcționează în prezent cu sarcini mari;
- este în derulare proiectul de montare a două mijloace moderne de reglaj al energiei reactive, în stațiile Sibiu Sud și Bradu.

c. Indisponibilitatea medie în timp a instalațiilor se determină în funcție de evenimentele planificate sau neplanificate (accidentale) și se raportează la lungimea exprimată în km pentru LEA din RET sau la puterea aparentă exprimată în MVA pentru transformatoarele și autotransformatoarele din stațiile RET. Indisponibilitatea medie în timp a instalațiilor se determină cu formulele de calcul prezentate în continuare, respectiv:

$$INDLIN = \frac{\sum_{i=1}^n (L_i \times D_i)}{L_t} [\text{ore/an}] \quad \text{respectiv} \quad INDTRA = \frac{\sum_{i=1}^n (S_i \times D_i)}{S_t} [\text{ore/an}]$$

unde notațiile reprezintă:

n – numărul total de evenimente;

L_i – lungimea liniei indisponibile la evenimentul i [km];

L_t – lungimea totală a liniilor [km];

S_i – puterea aparentă nominală a transformatorului/autotransformatorului indisponibil la evenimentul i [MVA];

S_t – puterea aparentă nominală totală a transformatoarelor și autotransformatoarelor [MVA];

D_i – durata de indisponibilitate la evenimentul i [ore].

Pentru anul 2024 valorile indicatorilor privind indisponibilitatea medie a instalațiilor sunt cele prezentate în Tabelul nr. 1.1.1.4.

Tabelul nr. 1.1.1.4

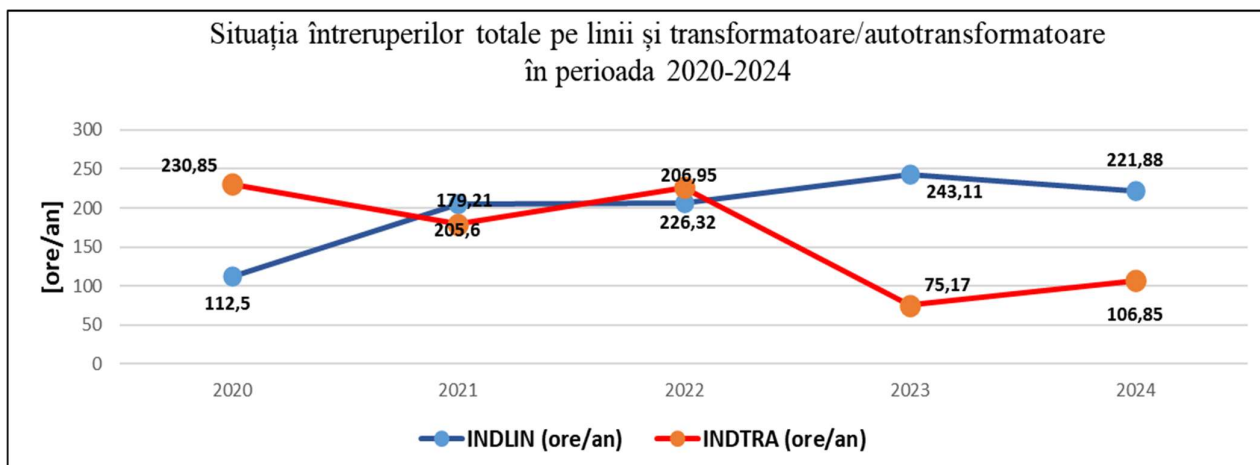
Anul 2024	Indisponibilitate totală	Indisponibilitate determinată de evenimente planificate	Indisponibilitate determinată de evenimente neplanificate
INDLIN [ore/an]	221,88	212,87	9,01
INDTRA [ore/an]	106,86	91,71	15,14

În tabelul următor este prezentată evoluția indicatorilor INDLIN și INDTRA în perioada 2020 - 2024.

Tabelul nr. 1.1.1.5

Anul	2020	2021	2022	2023	2024
Întreruperi planificate:					
INDLIN (ore/an)	108,26	199,56	202,04	230,53	212,87
INDTRA (ore/an)	229,09	174,22	219,22	73,69	91,71
Întreruperi neplanificate:					
INDLIN (ore/an)	4,24	6,04	4,91	12,58	9,01
INDTRA (ore/an)	1,76	4,99	7,10	1,48	15,14
Total:					
INDLIN (ore/an)	112,5	205,60	206,95	243,11	221,88

Anul	2020	2021	2022	2023	2024
INDTRA (ore/an)	230,85	179,21	226,32	75,17	106,85



În anul 2024 s-a înregistrat o indisponibilitate totală medie în timp a LEA – INDLIN în valoare de 221,88 ore / interval, cu 9% mai mică decât cea înregistrată în aceeași perioadă din 2023 (243,11 ore / interval).

Evoluția pe categorii a indisponibilității medii în timp a instalațiilor LEA în anul 2024 față de anul 2023 este de scădere cu 3,6 ore / interval a indisponibilității determinate de evenimente neprogramate și de scădere cu 18 ore / interval a indisponibilității determinate de evenimente programate.

Raportat la durata indisponibilității accidentale se observă că numărul de incidente pe LEA a fost mai mic în anul 2024 față de anul 2023, durata de indisponibilitate a acestora în anul 2024 a fost mai mică decât în anul precedent, pe fondul diminuării numărului de incidente la LEA în trimestrul 3 și 4 al anului 2024 pe de o parte, respectiv micșorarea duratelor de indisponibilitate pe de altă parte.

Scăderea indisponibilității programate a LEA a rezultat pe fondul realizării unor lucrări de mentenanță fără retragerea din exploatare a LEA (de ex. toaletare vegetație) sau cu durate de retragere din exploatare mai mici.

În anul 2024 s-a înregistrat o indisponibilitate totală medie în timp a transformatoarelor-INDTRA în valoare de 106,86 ore / interval, cu 30 % mai mare față de cea înregistrată în aceeași perioadă a anului trecut (75,17 ore / interval).

Evoluția pe categorii a indisponibilității medii în timp a transformatoarelor în anul 2024 față de anul 2023 este de creștere cu 3,7 ore / interval a indisponibilității determinate de evenimente neprogramate și de creștere cu 18 ore / interval a indisponibilității determinate de evenimente programate.

Creșterea indisponibilității determinate de evenimente neplanificate are drept cauză impactul sporit pe care declanșarea / defectarea unor unități de transformare de putere sau accesoriilor acestora (de ex. treceri izolate) l-a avut asupra perioadei de indisponibilizare a acestor unități.

Creșterea indisponibilității determinate de evenimente *programate* a rezultat pe fondul realizării mai multor lucrări de mentenanță cu retrageri programate din exploatare (de ex. RT) necesare la unitățile de transformare.

1.1.2. Indicatorii de performanță generali pentru serviciul de sistem

Indicatorii de performanță generali pentru serviciul de sistem prestat de operatorul de transport și de sistem se referă la ajutorul de avarie și la abaterea soldului SEN cu corecția de frecvență.

a) În anul 2024 s-a solicitat/acordat **ajutor de avarie**, astfel:

Ajutor de avarie	Durata [ore]	Cantitate [MWh]
Solicitat	-	-
Acordat	306	68.578

În lunile martie, aprilie, mai, iunie, septembrie, octombrie și noiembrie ale anului 2024 a fost acordat ajutor de avarie, urmare a solicitării NPC Ukrenergo, în conformitate cu prevederile Contractului C578/08.03.2022 privind furnizarea de energie reciprocă de urgență pentru restabilirea funcționării normale a sistemelor energetice din Ucraina și România și prevederile documentului AGREEMENT on Provision of Emergency Energy Assistance for Securing the Power System of Ukraine regarding the Emergency Synchronisation performed on 16 March 2022 between the Power System of Continental Europe Synchronous Area and the Power System of Ukraine, nr. C445/26.04.2023. Cantitatea totală de energie electrică acordată de către C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. pentru ajutor de avarie a fost de 68.178 MWh, pe fondul afectării infrastructurii energetice din această țară ca urmare a conflictelor armate existente.

În lunile iunie și noiembrie ale anului 2024 a fost acordat ajutor de avarie urmare a solicitării JSC „Elektromreza Srbije” Belgrade, în conformitate cu prevederile Contractului C221/13.11.2017 privind furnizarea de energie reciprocă de urgență pentru restabilirea funcționării normale a sistemelor energetice din Serbia și România. Cantitatea totală de energie electrică acordată de către C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. pentru ajutor de avarie a fost de 400 MWh. Motivul acordării ajutorului de avarie îl constituie oprirea accidentală de grupuri din această țară.

b) Abaterea soldului SEN cu corecția de frecvență (ACE) este prezentată în tabelul următor:

Tabelul nr. 1.1.2.2

Abaterea soldului SEN cu corecția de frecvență ACE [MWh/h]			
An	2022	2023	2024
ACE valoare medie	1,11	1,24	0,30
ACE valoare maximă	382	174	197
ACE valoare minimă	-214	-245	-222
Deviația standard	9,57	10,26	9,97

Valorile abaterii soldului cu corecția de frecvență se încadrează în evoluțiile anilor precedenți, dar și în cerințele impuse de regulamentele europene în vigoare. Aceste regulamente impun o nouă metodologie de calcul și de evaluare, prezentată mai jos.

În conformitate cu prevederile art. 16 (2) din SO GL (*Regulamentul (UE) 2017/1485 al Comisiei de stabilire a unei linii directe privind operarea sistemului de transport al energiei electrice*), fiecare OTS comunică ENTSO-E, până la data de 1 martie a fiecărui an, date privind evoluția abaterii soldului cu corecția de frecvență (denumită ACE - area control error sau ARRF - abaterea de reglaj la restabilirea frecvenței) din anul anterior, în conformitate cu metodologia aprobată la nivel ENTSO-E „*Methodology for creation of load-frequency control annual report*”. Metodologia a fost dezvoltată în cadrul subgrupeii de lucru ENTSO-E „Annual LFC Reporting Subgrup” și privește încadrarea ARRF în limitele calculate anual, la nivelul sistemului sincron Europa Continentală – L1 și L2 pentru fiecare bloc de reglaj – în cazul de față – SEN, în conformitate cu cerințele stipulate în SAFA (Synchronous Area Framework Agreement) B-1. Analiza se efectuează pe intervale de decontare de 15 minute.

Astfel, se calculează:

(a) numărul de intervale de timp dintr-un an, în care valoarea ARRF a depășit limita 1. Criteriul de performanță este ca acest număr de depășiri să se situeze sub 30 % din numărul intervalelor de timp ale anului;

(b) numărul de intervale de timp dintr-un an, în care valoarea ARRF a depășit limita 2. Criteriul de performanță este ca acest număr de depășiri să se situeze sub 5 % din numărul intervalelor de timp ale anului.

La nivelul anului 2024, pentru fiecare OTS, au fost stabilite valorile pentru limitele ARRF și anume, valorile stabilite pentru Level 1 (L1) și Level 2 (L2) aferente C.N.T.E.E. Transelectrica au fost următoarele: limita 1 = ± 63 MW și limita 2 = ± 120 MW, înregistrându-se o incidență a valorilor ARRF:

- în afara limitei 1 (L1) de 1899, mai mică decât limita maximă de 10512;
- în afara limitei 2 (L2) de 885, mai mică decât limita maximă de 1752.

Astfel, performanța reglajului puterii de schimb cu abaterea de frecvență a fost foarte bună și după standardele noi, impuse de regulamentele europene.

Raportul anual complet aferent anului 2024 cu privire la ARRF, conform metodologiei ENTSO-E, se publică pe website-ul ENTSO-E la data de 30 septembrie 2025.

1.1.3. Indicatorii de performanță generali privind coordonarea funcționării SEN

Congestiile și restricțiile de rețea care au cauzat aceste congestii în anul 2024 sunt prezentate în tabelul următor:

Tabelul nr. 1.1.3.1

	Congestii determinate de restricții de rețea apărute		
	în schema cu N elemente în funcțiune în RET și în rețeaua de 110 kV a RED	ca urmare a retragerii din exploatare a elementelor RET	ca urmare a retragerii din exploatare a elementelor RED
Cantitatea de energie electrică utilizată pentru managementul congestiilor de rețea [MWh]	0	1.388,765*	0
Costul congestiilor [lei]	0	107.222,2*	0

*) Retrageri din exploatare accidentale

Tabelul nr. 1.1.3.2

Zona unde a apărut restricția de rețea	Cauza restricției de rețea	Măsuri pentru eliminarea restricției de rețea
Zona de sud a SEN (zona Oltenia și zona Dobrogea)	Retrageri din exploatare accidentale din data de 25.05.2024. ¹⁾	Respectarea criteriului N-1 prin redispecerizarea producției.

1) În data de 24.05.2024, au devenit indisponibile LEA 400 kV Bradu – Brașov (declanșată la ora 09:30) și a LEA 400 kV Țânțăreni – Sibiu Sud (declanșată la ora 11:04), linii aflate pe direcția sud – nord a SEN. În urma probării cu tensiune, ambele linii au declanșat, fiind dispus control pe fiecare dintre acestea. În această situație și în condițiile unui tranzit de energie electrică foarte ridicat prin România din zona de sud - est a Europei către zona de centru – nord a Europei, rezultat al tranzacțiilor din piața de energie electrică europeană, respectiv în condițiile unei producții ridicate în centralele electrice eoliene și a unor temperaturi caniculare, în intervalul 13:00 – 16 :30 a fost necesară selectarea la reducere de putere a unităților din zona de sud a României (din zona Oltenia și din zona Dobrogea) pentru managementul congestiilor de rețea. LEA 400 kV Bradu – Brașov a fost redată în exploatare la 16:14, după îndepărtarea unui copac căzut pe linie, găsit în urma controlului. LEA 400 kV Țânțăreni – Sibiu Sud a fost repusă în funcțiune în data de 25.05.2024, la ora 15:05, la controlul pe linie fiind găsită vegetație cu urme de arc electric.

1.2. INDICATORI DE PERFORMANȚĂ PRIVIND CONTINUITATEA SERVICIULUI DE TRANSPORT AL ENERGIEI ELECTRICE

Indicatorii de performanță privind continuitatea serviciului de transport se referă la întreruperile în alimentarea cu energie electrică a utilizatorilor racordați la RET. Întreruperile sunt clasificate după durată în:

- întreruperi tranzitorii - cu durate de maximum o secundă;
- întreruperi scurte - cu durate între o secundă și maximum 3 minute;
- întreruperi lungi - cu durate mai mari de 3 minute.

Operatorul de transport și de sistem monitorizează toate întreruperile de lungă durată, atât planificate cât și neplanificate.

Programul anual de retrageri din exploatare a elementelor RET se publică pe pagina de internet a OTS. De asemenea, cu o zi înainte de începerea fiecărei luni, OTS publică pe pagina de internet programul lunar de retrageri din exploatare. OTS elaborează situația lunară a modificărilor planului lunar aprobat, în care evidențiază elementele RET planificate să fie retrase din exploatare, perioada retragerii și conformitatea sau neconformitatea cu planul anual de retrageri din exploatare.

Pentru fiecare întrerupere se înregistrează:

- tensiunea la care s-a produs întreruperea;
- caracterul planificat sau neplanificat (pentru calculul indicatorilor de continuitate), respectiv anunțat sau neanunțat al întreruperii (pentru modul de înregistrare a întreruperii);
- cauza întreruperii;
- data, ora și minutul de început, respectiv de sfârșit al întreruperii;
- durata totală a întreruperii;
- puterea electrică întreruptă (ultima putere măsurată înainte de întrerupere), respectiv energia electrică estimată prin calcul ca fiind nelivrată utilizatorilor/neprodusă în centrale din cauza întreruperii.

Fiecare eveniment din RET, care are ca efect întreruperea de lungă durată a alimentării cu energie electrică a utilizatorilor, este prezentat individual în cadrul raportului anual de activitate a OTS.

Energia nelivrată utilizatorilor/neprodusă în centrale din cauza întreruperilor de lungă durată - ENS (Energy Not Supplied) se calculează cu relația:

$$ENS = \sum_{i=1}^n \left(P_i \times \frac{D_i}{60} \right) \quad [\text{MWh}],$$

unde:

- n – reprezintă numărul total de întreruperi de lungă durată;
- P_i – reprezintă puterea electrică întreruptă la întreruperea i (ultima putere măsurată înainte de întrerupere) (MW);
- D_i – reprezintă durata întreruperii i (minute).

Timpul Mediu de Întrerupere – AIT (Average Interruption Time) reprezintă perioada medie echivalentă a întreruperilor de lungă durată, exprimată în minute pe an și se determină cu relația:

$$AIT = 8760 \times 60 \times \frac{ENS}{AD} [\text{min/an}],$$

unde :

- ENS - reprezintă energia nelivrată utilizatorilor/neprodusă în centrale din cauza întreruperilor de lungă durată (MWh);
- AD – reprezintă consumul anual de energie electrică (Annual Demand), exclusiv pierderile de energie electrică activă din RET și RED, inclusiv exportul (MWh).

Indicatorii de performanță generali de continuitate au avut în anul 2024 următoarele valori:

Tabelul nr. 1.2.1

Indicator	Tipul întreruperii	Total
ENS [MWh]	- întreruperi planificate	0
	- întreruperi neplanificate determinate de condiții meteorologice deosebite	0
	- întreruperi neplanificate determinate de alți operatori, utilizatori, producători	0
	- întreruperi neplanificate cauzate de OTS	83,79 / * 39,06
AIT [min/an]	- întreruperi planificate	0
	- întreruperi neplanificate determinate de condiții meteorologice deosebite	0
	- întreruperi neplanificate determinate de alți operatori, utilizatori, producători	0
	- întreruperi neplanificate cauzate de OTS	0,76 / * 0,35

Notă:

* Standardul de performanță pentru serviciul de transport al energiei electrice și pentru serviciu de sistem, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 12/2016 impune înregistrarea valorilor pentru energia nelivrată la consumatori, respectiv pentru energia nelivrată din centrale din cauza întreruperilor de lungă durată. Prima valoare se referă la energia nelivrată consumatorilor iar a doua la energia nelivrată din centrale din cauza întreruperilor de lungă durată

Evoluția valorii indicatorilor de continuitate a serviciului de transport al energiei electrice în perioada 2020-2024 este prezentată în tabelul următor:

Tabelul nr. 1.2.2

Indicator		2020	2021	2022	2023	2024
ENS (MWh)	- întreruperi planificate	0	0	0	0	0
	- întreruperi neplanificate determinate de condiții meteorologice deosebite	0	0	0	0	0
	- întreruperi neplanificate determinate de alți operatori, utilizatori, producători	0	0	0,121/0	0	0
	- întreruperi neplanificate cauzate de OTS	287,98/ 0	109,76 / 90,5	54,04/ 1160,35	37,13 / 10154,26	83,79/ 39,06
AIT (min/ an)	- întreruperi planificate	0	0	0	0	0
	- întreruperi neplanificate determinate de condiții meteorologice deosebite	0	0	0	0	0
	- întreruperi neplanificate determinate de alți operatori, utilizatori, producători	0	0	0,0012/ 0	0	0
	- întreruperi neplanificate cauzate de OTS	2,8374/ 0	1,01/ 0,835	0,52/ 11,16	0,34 / 93,28	0,76/ 0,35

În anul 2024 indicatorii de performanță privind continuitatea serviciului de transport al energiei electrice au la bază incidente înregistrate în instalațiile de 110 kV și MT din gestiunea CNTEE Transelectrica SA.

Cantitate de energie nelivrată consumatorilor (ENS) în anul 2024 este de 83,79 MWh, mai mare cu 125 % față de cantitatea de energie nelivrată consumatorilor înregistrată în aceeași perioadă a anului 2023 , 37,13 MWh. Valoarea totală AIT-ENS a fost de 0,76 min/an, mai mare decât valoarea AIT-ENS înregistrată în aceeași perioadă a anului 2023, care a fost de 0,34 min/an.

Energia neprodusă în centrale din cauze interne OTS (ENC) a înregistrat o scădere importantă față de anul 2023 ajungând la valoarea de 39,06 MWh în anul 2024 față de 10.154,26 MWh în anul 2023. Valoarea totală AIT-ENC a fost de 0,35 min/an, mai mică decât valoarea AIT-ENC înregistrată în aceeași perioadă a anului 2023, care a fost de 93,28 min/an.

În tabelul de mai jos se regăsesc incidentele cu energie nelivrată din responsabilitatea operatorului (întreruperi neplanificate cauzate de OTS):

Tabelul nr. 1.2.3

Nr. Crt	Data	Locația	Tens [kV]	Durată întrerupere [min.]	P întreruptă [MW]		Energie nelivrată [MWh]	
					La consumatori	Din centrale	La consumatori	Din Centrale
1	12.02.2024	Statia Fantanele - celula 20 kv Livezeni	20	6	4,90	-	0,490	-
2	27/02.2024	Statia Turnu Severin Est - Trafo 1	110	3	6,00	-	0,300	-
3	29.02.2024	Statia Targoviste - celula 110 kV Sotanga	110	4	10,01	82,50	0,667	5,500
4	18.03.2024	Statia Targoviste - celula 110 kV Sotanga	110	35	4,40	20,76	2,567	12,110
5	22.04.2024	Statia Salaj - celula 20 kV Masura +D1	20	9	4,00	-	0,600	-
6	23.04.2024	Statia Timisoara - celula 110KV Musicescu	110	7	58,00	-	6,767	-
7	16.05.2024	Statia Stuparei - celula 110 kV Raureni	110	52	1,64	-	36,450	-
8	17.05.2024	Statia Pelicanu - celula 110 kV Trafo 1 250 MVA	110	5	437,40	-	1,417	-
9	26.06.2024	statia ungheni - Bara-1B 110 kV	110	82	9,53	-	13,021	-
10	29.06.2024	LEA 400 kV Bradu - Brasov	400	10		16		2,666
11	5.08.2024	Statia Teleajen - celula 110 kV Columbia	110	20	2,70	8,40	0,900	2,800
12	15.08.2024	Statia Smardan - celula 20kV TS11 600kVA	20	32	0,90	-	0,480	-
13	24.10.2024	Statia Medgidia Sud - celula 110kV FCM2 circ.1	110	49	8,00	19,57	6,533	15,983
14	13.11.2024	Statia Cluj Floresti - Trafo 2-25 MVA-110/20 kV	110	34	24,00	-	13,600	-
ENS din cauze interne OTS [MWh]:							83,79	39,06

În cazul energiei electrice nelivate consumatorilor, cel mai important incident este cel înregistrat în data de 16.05.2024 în stația Stupărei – celula 110kV Răureni, respectiv 43,5 % din energia totală nelivrată.

Referitor la energia electrică nelivrată din centrale, aceasta a fost cauzată de incidente în stația electrică Târgoviste – cel. 110kV Sotanga, LEA 400kV Bradu-Brașov, stația Teleajen – cel. 110kV Columbia și stația Medgidia Sud – celula 110kV FCM2 circ. 1.

1.3. INDICATORI DE PERFORMANȚĂ PRIVIND CALITATEA TEHNICĂ A ENERGIEI ELECTRICE

În conformitate cu prevederile *Codului Tehnic al Rețelei Electrice de Transport*, OTS asigură calitatea energiei electrice, acționând pentru:

- menținerea frecvenței în SEN, a tensiunii în RET și în rețeaua de 110 kV și a curbelor de tensiune în limitele prevăzute în *Cod*;
- menținerea siguranței în funcționare;
- respectarea criteriului N-1 în conducerea prin dispecer a RET și a SEN.

Monitorizarea calității energiei electrice se realizează într-un număr semnificativ de stații electrice, cu ajutorul unor aparate specializate, care permit măsurarea, înregistrarea și analizarea următoarelor mărimi referitoare la tensiune: frecvența, amplitudinea tensiunii, armonicile, nesimetria sistemului trifazat de tensiuni.

Indicatorii de calitate privind **frecvența** în SEN urmăresc încadrarea frecvenței nominale de 50 Hz în limitele normate de variație astfel:

- 47,00 - 52,00 Hz timp de 100 % din an;
- 49,50 - 50,50 Hz timp de 99,5 % din an;
- 49,75 - 50,25 Hz timp de 95 % din săptămână;
- 49,90 - 50,10 Hz timp de 90 % din săptămână.

Monitorizarea frecvenței se realizează permanent prin înregistrarea valorilor acesteia, pe baza cărora se determină procentele de timp din săptămână, lună și an în care frecvența s-a încadrat în domeniile normate.

Pe perioada anului 2024 s-au înregistrat următoarele valori ale frecvenței:

Tabelul nr. 1.3.1

Frecvența	Valoarea	Comentarii
Valoarea medie anuală [Hz]	50,000	Valoarea se încadrează în limitele impuse de ENTSO-E
Valoarea maximă anuală [Hz]	50,144	Valoarea se încadrează în limitele impuse de ENTSO-E (± 200 mHz)
Valoarea minimă anuală [Hz]	49,826	Valoarea se încadrează în limitele impuse de ENTSO-E (± 200 mHz)
Deviația standard [mHz]	22,022	Deviația standard a frecvenței nu mai este un parametru raportat la nivel ENTSO-E începând cu 2019 în conformitate cu prevederile Regulamentului European 1485 din 2017
Abaterea pătratică a timpului sincron [s]	-121,114	Abaterea medie pătratică a timpului sincron nu mai este un parametru raportat la nivel ENTSO-E începând cu 2019 în conformitate cu prevederile Regulamentului European 1485 din 2017

Din punct de vedere al respectării limitelor normate de variație, în anul 2024 frecvența s-a încadrat în domeniul stabilit în Standard.

În conformitate cu prevederile art. 16 (2) din SO GL (Regulamentul (UE) 2017/1485 al Comisiei de stabilire a unei linii directoare privind operarea sistemului de transport al energiei electrice), fiecare OTS din fiecare stat membru comunică ENTSO-E, până la data de 1 martie a fiecărui an, informațiile privind anul anterior, în conformitate cu metodologia aprobată la nivel ENTSO-E „*Methodology for creation of load-frequency control annual report*”, metodologie dezvoltată în cadrul subgrupe de lucru ENTSO-E „*Annual LFC Reporting Subgroup*”, cu privire la valorile instantanee ale frecvenței ale ariei sincrone Europa Continentală.

Informațiile furnizate de către monitorul ariei sincrone Europa Continentală cu privire la calitatea frecvenței, conform metodologiei prezentate mai sus, pentru anul 2024, sunt conforme cu cerințele art. 131. (1) (a) (i) – (vi) din SO GL și sunt următoarele:

- timpul total în care valoarea absolută a abaterii instantanee de frecvență a fost mai mare decât abaterea standard a frecvenței (± 50 mHz), cu distincție între abaterea negativă și cea pozitivă a frecvenței instantanee (valoare mult inferioară față de timpul total limită de 15 000 minute);
- timpul total în care valoarea absolută a abaterii instantanee de frecvență a fost mai mare decât abaterea maximă a frecvenței instantanee (± 800 mHz), cu distincție între abaterea negativă și cea pozitivă a frecvenței instantanee;
- numărul evenimentelor în care valoarea absolută a abaterii instantanee de frecvență din zona sincronă a depășit 200 % din abaterea standard a frecvenței și abaterea instantanee de frecvență nu a fost readusă la 50 % din abaterea standard a frecvenței.

Raportul anual complet aferent anului 2024 cu privire la calitatea frecvenței, conform metodologiei ENTSO-E, se publică pe website-ul ENTSO-E la data de 30 septembrie 2025.

Din punct de vedere al respectării limitelor normate de variație, în anul 2024 frecvența s-a încadrat în domeniul stabilit în Standard, conform datelor din tabelul următor:

Tabelul nr. 1.3.2

Domeniul de frecvență	47,00 ÷ 52,00 Hz		49,50 ÷ 50,50 Hz		49,75 ÷ 50,25 Hz		49,90 ÷ 50,10 Hz	
	% din timp	Încadrare 100 % an [da/nu]	% din timp	Încadrare 99,5 % an [da/nu]	% din timp	Încadrare 95 % săpt. [da/nu]	% din timp	Încadrare 90 % săpt. [da/nu]
Coefficient cumulativ	100	da	100	da	99,99	da	99,96	da

Notă: Limitele normate de variație a frecvenței SEN se vor modifica în urma aprobării codurilor de rețea europene privind cerințele pentru racordarea la rețea a utilizatorilor și vor avea valoarea prevăzută în codurile de rețea europene aprobate.

În ceea ce privește **tensiunea nominală** în RET, s-a efectuat monitorizarea depășirii limitelor normate de variație a tensiunii nominale de 220 kV și 400 kV. Limitele normate de variație a tensiunii nominale prevăzute în Codul Tehnic al RET sunt:

- în orice punct al rețelei electrice de 220 kV, banda admisibilă este de 198 ÷ 242 kV;
- în orice punct al rețelei electrice de 400 kV, banda admisibilă este de 380 ÷ 420 kV.

Monitorizarea s-a realizat într-un număr de 76 stații electrice (30 stații de 400kV, respectiv 46 stații electrice de 220kV) și a urmărit durata depășirii limitelor normate ale tensiunii, conform celor prezentate în tabelul nr. 1.3.3.

Tabelul nr. 1.3.3

Tensiunea nominală [kV]	Limite admisibile [kV]	Stații de monitorizare	Durata de neîncadrare în limitele normate [min]	Grad de încadrare în limitele normate [%]	Încadrare în limitele normate [da/nu]
400	380 ÷ 420	Arad	3556	98.636	Da
		Bacău Sud	39	99.985	Da
		Brad	8277	96.824	Da
		Brașov	14792	94.325	Nu
		Brazi Vest	4031	98.453	Da
		București Sud	19544	92.502	Nu
		Cernavodă	1739	99.333	Da
		Cluj Est	1947	99.253	Da
		Constanța Nord	591	99.773	Da
		Domnești	6182	97.628	Da
		Gădălin	2049	99.214	Da
		Gutinaș	10332	96.036	Da
		Iernut	66457	74.502	Nu
		Isaccea	2248	99.138	Da
		Lacu Sărat	724	99.722	Da
		Medgidia Sud	1702	99.347	Da
		Mintia	3391	98.699	Da
		Nădab	6421	97.536	Da
		Oradea Sud	1710	99.344	Da
		Pelicanu	2762	98.940	Da
		Porțile de Fier	18619	92.856	Nu
		Roman Nord	28093	89.222	Nu
		Roșiori	3212	98.768	Da
		Sibiu Sud	516	99.802	Da
		Slatina	43541	83.295	Nu
		Smârdan	60	99.977	Da
		Suceava	9264	96.446	Da

Tensiunea nominală [kV]	Limite admisibile [kV]	Stații de monitorizare	Durata de neîncadrare în limitele normate [min]	Grad de încadrare în limitele normate [%]	Încadrare în limitele normate [da/nu]
		Țânțăreni	40619	84.416	Nu
		Tulcea Vest	1122	99.570	Da
		Urechești	11629	95.538	Da
220	198 ÷ 242	Alba Iulia	374	99.857	Da
		Arad	36289	86.077	Nu
		Arefu	13174	94.946	Nu
		Baia Mare 3	2792	98.929	Da
		Barboși	1684	99.354	Da
		Baru Mare	740	99.716	Da
		Brad	1668	99.360	Da
		Brazi Vest	6139	97.645	Da
		București Sud	161	99.938	Da
		Calea Aradului	15043	94.228	Nu
		Câmpia Turzii	26105	89.984	Nu
		Cetate	11825	95.463	Da
		Craiova Nord	196	99.925	Da
		Dumbrava	8783	96.630	Da
		FAI	389	99.851	Da
		Fântânele	71221	72.675	Nu
		Focșani Vest	959	99.632	Da
		Fundeni	12132	95.345	Da
		Gheorgheni	114363	56.122	Nu
		Ghizdaru	1388	99.467	Da
		Grădiște	2002	99.232	Da
		Gutinaș	506	99.806	Da
		Hășdat	3196	98.774	Da
		Iernut	14157	94.568	Nu
		Ișalnița	5218	97.998	Da
		Lacu Sărat	1	100.000	Da
		Lotru	5347	97.949	Da
		Mintia	845	99.676	Da
		Mostiștea	145	99.944	Da
		Munteni	2326	99.108	Da
		Paroșeni	1204	99.538	Da
		Pitești Sud	1284	99.507	Da
		Porțile de Fier	10221	96.078	Da
		Răureni	28835	88.937	Nu
		Roșiori	1983	99.239	Da
		Sibiu Sud	45646	82.487	Nu
		Slatina	70415	72.984	Nu
		Stejaru	15356	94.108	Nu
		Stupărei	8727	96.652	Da
		Târgu Jiu Nord	205	99.921	Da
		Teleajen	1159	99.555	Da
		Tihău	5007	98.079	Da
		Timișoara	14	99.995	Da

Tensiunea nominală [kV]	Limite admisibile [kV]	Stații de monitorizare	Durata de neîncadrare în limitele normate [min]	Grad de încadrare în limitele normate [%]	Încadrare în limitele normate [da/nu]
		Turnu Măgurele	2354	99.097	Da
		Ungheni	11536	95.574	Da
		Urechești	238	99.909	Da

NOTĂ: Limitele normate de variație a tensiunii de linie se vor modifica în urma aprobării codurilor de rețea europene privind cerințele pentru racordarea la rețea a utilizatorilor și va avea limitele prevăzute în codurile de rețea europene aprobate

Monitorizarea privind încadrarea tensiunii de linie în limitele normate de variație s-a făcut doar pentru perioada ianuarie ÷ iunie 2024. Având în vedere modernizarea sistemului informatic EMS – SCADA și punerea în funcțiune în data de 01 iulie 2024 a noilor funcții, pentru perioada iulie ÷ decembrie 2024 nu există înregistrări necesare analizei privind încadrarea tensiunii de linie în limitele normate de variație.

Cerințele privitoare la *calitatea curbelor de tensiune și de curent* se referă la:

- factorul de distorsiune armonică* care trebuie să fie de max. 3 % pentru 95 % din săptămână;
- factorul de nesimetrie de secvență negativă* care trebuie să fie de max. 1 % pentru 95 % din săptămână;
- indicatorul de flicker pe termen scurt*, Pst, care trebuie să fie de max. 0,8 % pentru 95 % din săptămână;
- indicatorul de flicker pe termen lung*, Plt, care trebuie să fie de max. 0,6 % pentru 95 % din săptămână.

Sistemul de monitorizare a calității energiei electrice instituit de OTS a realizat monitorizarea permanentă a curbelor de tensiune la interfața RET cu marii consumatori, în punctele de racordare la RET a centralelor electrice eoliene/fotovoltaice și la interfața RET/RED.

Numărul de săptămâni de încadrare în valorile impuse de *Codul RET* și *Standardul de performanță* în anul 2024 raportat la numărul de săptămâni de monitorizare este prezentat în tabelul nr. 1.3.4.

Tabelul nr. 1.3.4

Locația	Număr de săptămâni de încadrare / Număr de săptămâni de monitorizare			
	Încadrarea factorului de nesimetrie negativă $\leq 1\%$ pentru 95% din săptămână	Încadrarea factorului de distorsiune armonică $\leq 3\%$ pentru 95% din săptămână	Încadrarea indicatorului de flicker pe termen scurt $\leq 0,8\%$ pentru 95% din săptămână	Încadrarea indicatorului de flicker pe termen lung $\leq 0,6\%$ pentru 95% din săptămână
Alba Iulia 110 kV AT1	52 / 52	51 / 52	44 / 52	44 / 52
Arefu 110 kV AT1	35 / 35	35 / 35	35 / 35	35 / 35
Arefu 110 kV AT2	18 / 18	18 / 18	18 / 18	18 / 18
Arefu 110 kV UHE2	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Bacău Sud 110 kV LEA Bălcescu Faraoar	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Bacău Sud 110 kV LEA Gherăești	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Bacău Sud 110 kV LEA Lilieci	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Bacău Sud 110 kV T	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Bacău Sud 110 kV UHE 2	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Barboși 110 kV AT1	52 / 52	52 / 52	34 / 52	34 / 52
Barboși 110 kV AT2	52 / 52	52 / 52	34 / 52	34 / 52
Baru Mare 110 kV	36 / 36	36 / 36	8 / 36	8 / 36
Brașov 110 kV T1	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Brașov 110 kV T2	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Câmpia Turzii 110 kV AT1	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52

Locația	Număr de săptămâni de încadrare / Număr de săptămâni de monitorizare			
	Încadrarea factorului de nesimetrie negativă \leq 1% pentru 95% din săptămână	Încadrarea factorului de distorsiune armonică \leq 3% pentru 95% din săptămână	Încadrarea indicatorului de flicker pe termen scurt \leq 0,8% pentru 95% din săptămână	Încadrarea indicatorului de flicker pe termen lung \leq 0,6% pentru 95% din săptămână
Câmpia Turzii 110 kV ISCT2	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Cetate 20 kV CEF Cetate	49 / 49	49 / 49	45 / 49	45 / 49
Cetate 20 kV CEF Stock	52 / 52	52 / 52	51 / 52	51 / 52
Cluj Est 110 kV T7	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Craiova Nord 110 kV AT1	44 / 44	44 / 44	44 / 44	44 / 44
Craiova Nord 110 kV AT2	8 / 8	8 / 8	8 / 8	8 / 8
Dârste 110 kV T2	46 / 46	46 / 46	46 / 46	46 / 46
Domnești 110 kV IFA	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Domnești 110 kV T1	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Domnești 110 kV T2	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Domnești 110 kV T3_S1A	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Domnești 110 kV T3_S1B	52 / 52	52 / 52	51 / 52	51 / 52
Dorobanțu 110 kV	52 / 52	52 / 52	50 / 52	50 / 52
Fălcu 110 kV	50 / 50	50 / 50	50 / 50	50 / 50
Fântânele 110 kV AT1	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Filești 110 kV AT1	3 / 3	3 / 3	3 / 3	3 / 3
Focșani Vest 110 kV AT	50 / 50	50 / 50	50 / 50	50 / 50
Gheorgheni 110kV AT1	0 / 23	23 / 23	23 / 23	23 / 23
Ghizdaru 20 kV CEF Stănești	52 / 52	52 / 52	40 / 52	40 / 52
Gura Ialomiței 400 kV	52 / 52	52 / 52	42 / 52	42 / 52
Hășdat 110 kV AT1	38 / 38	38 / 38	6 / 38	6 / 38
Hășdat 110 kV AT2_E	14 / 14	14 / 14	2 / 14	2 / 14
Hășdat 220 kV Oțelărie_E	1 / 1	1 / 1	1 / 1	1 / 1
Hoghiz 110 kV CEF Hoghiz	49 / 52	43 / 52	52 / 52	52 / 52
Huși 110 kV LEA Cioara	7 / 7	7 / 7	7 / 7	7 / 7
Iaz 110 kV AT1_E	32 / 32	32 / 32	6 / 32	6 / 32
Iaz 110 kV AT2_E	12 / 12	12 / 12	1 / 12	1 / 12
Iaz 110 kV Cuptoare circ 1	47 / 47	47 / 47	9 / 47	9 / 47
Iaz 110 kV Cuptoare circ 2	50 / 50	50 / 50	9 / 50	9 / 50
Iaz 110 kV Cuptoare circ a	50 / 50	50 / 50	7 / 50	7 / 50
Iaz 110 kV Cuptoare circ b	50 / 50	50 / 50	7 / 50	7 / 50
Iaz 220 kV AT2	12 / 12	12 / 12	1 / 12	1 / 12
Iernut 110 kV AT3	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Medgidia Sud 110kV LEA Dobrudja	38 / 38	38 / 38	33 / 38	33 / 38
Medgidia Sud 110kV LEA Rasova	8 / 8	8 / 8	8 / 8	8 / 8
Medgidia Sud 110kV LEA Varna	38 / 38	38 / 38	33 / 38	33 / 38
Mostiștea 110 kV CEF Dănești	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Mostiștea 20 kV CEF Frășinet 2	52 / 52	52 / 52	35 / 52	35 / 52
Mostiștea 20 kV CEF Frășinet 3	52 / 52	52 / 52	35 / 52	35 / 52
Munteni 110 kV AT	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Munteni 110 kV Vutcani – Huși	48 / 48	48 / 48	48 / 48	48 / 48
Oțelărie H 220 kV T2	44 / 45	45 / 45	0 / 45	0 / 45
Pelicanu 110 kV LEA CSC1	3 / 50	48 / 50	0 / 50	0 / 50
Pelicanu 400 kV T1	28 / 28	28 / 28	0 / 28	0 / 28

Locația	Număr de săptămâni de încadrare / Număr de săptămâni de monitorizare			
	Încadrarea factorului de nesimetrie negativă \leq 1% pentru 95% din săptămână	Încadrarea factorului de distorsiune armonică \leq 3% pentru 95% din săptămână	Încadrarea indicatorului de flicker pe termen scurt \leq 0,8% pentru 95% din săptămână	Încadrarea indicatorului de flicker pe termen lung \leq 0,6% pentru 95% din săptămână
Pelicanu 400 kV T2	24 / 25	25 / 25	1 / 25	1 / 25
Pitești Sud 110 kV AT	52 / 52	52 / 52	48 / 52	48 / 52
Pitești Sud 110 kV LES Oarja	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Rahman 400 kV T1	52 / 52	52 / 52	50 / 52	50 / 52
Rahman 400 kV T2	51 / 51	51 / 51	49 / 51	49 / 51
Rătești 220 kV CEF Rătești	35 / 35	35 / 35	35 / 35	35 / 35
Râureni 110 kV AT	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Reșița 110 kV AT1	27 / 27	27 / 27	1 / 27	1 / 27
Reșița 220 kV LEA Oțelărie	47 / 47	47 / 47	0 / 47	0 / 47
Reșița 400 kV Pancevo 2	6 / 6	6 / 6	0 / 6	0 / 6
Roman Nord 110 kV Laminor 1	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Roman Nord 110 kV Laminor 2	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Roman Nord 110 kV LEA Hălaucești	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Roman Nord 110 kV LEA Războieni	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Roman Nord 110 kV T	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Roman Nord 400 kV AT	52 / 52	0 / 52	52 / 52	52 / 52
Sibiu Sud 110 kV T3	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Slatina 110 kV AT3	8 / 8	8 / 8	8 / 8	8 / 8
Slatina 110 kV AT4	49 / 49	48 / 49	49 / 49	49 / 49
Slatina 220 kV SRA 1	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Slatina 220 kV SRA 2	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Smârdan 110 kV T2	52 / 52	51 / 52	52 / 52	52 / 52
Stupărei 110 kV AT	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Stupina 400 kV T1	52 / 52	52 / 52	48 / 52	48 / 52
Stupina 400 kV T2	47 / 47	47 / 47	43 / 47	43 / 47
Stupina 400 kV T3	51 / 52	52 / 52	48 / 52	48 / 52
Târgoviște 110 kV Dumbrava 1	25 / 25	25 / 25	25 / 25	25 / 25
Tulcea Vest 110 kV LEA Alumina 1	51 / 51	51 / 51	49 / 51	49 / 51
Tulcea Vest 110 kV LEA Alumina 2	51 / 51	52 / 52	50 / 52	50 / 52
Tulcea Vest 110 kV LEA Fero 1_1	51 / 51	51 / 51	49 / 51	49 / 51
Tulcea Vest 110 kV LEA Fero 1_2	52 / 52	52 / 52	51 / 52	51 / 52
Tulcea Vest 110 kV LEA Fero 2	51 / 51	51 / 51	49 / 51	49 / 51
Tulcea Vest 110 kV LEA Zebil	51 / 52	52 / 52	51 / 52	51 / 52
Tulcea Vest 400 kV T1	51 / 52	52 / 52	50 / 52	50 / 52
Turnu Severin Est 110 kV AT1	52 / 52	52 / 52	20 / 52	20 / 52
Turnu Severin Est 110 kV AT2	52 / 52	52 / 52	18 / 52	18 / 52
Turnu Severin Est 20 kV CEF Izvoru Bârz	34 / 34	34 / 34	28 / 34	28 / 34
Turnu Severin Est 20 kV CEF Izvoru Bârz	34 / 34	34 / 34	27 / 34	27 / 34
Turnu Severin Est LEA 110 kV Banovița	52 / 52	52 / 52	18 / 52	18 / 52
Turnu Severin Est LEA 110 kV Topleț 2	52 / 52	52 / 52	18 / 52	18 / 52
Ungheni 110 kV AT1	52 / 52	52 / 52	52 / 52	52 / 52
Ungheni 110 kV AT2	4 / 4	4 / 4	4 / 4	4 / 4
Vetiș 110 kV CEF Satu Mare1	4 / 4	4 / 4	4 / 4	4 / 4

Încadrarea calității curbelor de tensiune în valorile impuse de *Codul RET* și de *Standardul de performanță* pentru serviciile de transport și de sistem este prezentată în tabelul nr. 1.3.5.

Tabelul nr. 1.3.5

Locația	% din timp	Factorul de nesimetrie negativă, $\leq 1\%$ pentru 95% din săptămână	Factorul de distorsiune armonică, $\leq 3\%$ pentru 95% din săptămână	Indicatorul de flicker pe termen scurt de maximum 0,8% pentru 95% din săptămână	Indicatorul de flicker pe termen lung de maximum 0,6% pentru 95% din săptămână
		Respectă da/nu	Respectă da/nu	Respectă da/nu	Respectă da/nu
Alba Iulia 110 kV AT1	100	da	da	nu	nu
Arefu 110 kV AT1	100	da	da	da	da
Arefu 110 kV AT2	100	da	da	da	da
Arefu 110 kV UHE2	100	da	da	da	da
Bacău Sud 110 kV LEA Bălcescu Farad	99,98	da	da	da	da
Bacău Sud 110 kV LEA Gherăești	100	da	da	da	da
Bacău Sud 110 kV LEA Lilieci	100	da	da	da	da
Bacău Sud 110 kV T	100	da	da	da	da
Bacău Sud 110 kV UHE 2	100	da	da	da	da
Barboși 110 kV AT1	100	da	da	nu	nu
Barboși 110 kV AT2	100	da	da	nu	nu
Baru Mare 110kV	99,86	da	da	nu	nu
Brașov 110 kV T1	99,99	da	da	da	da
Brașov 110 kV T2	100	da	da	da	da
Câmpia Turzii 110 kV AT1	100	da	da	da	da
Câmpia Turzii 110 kV ISCT2	100	da	da	da	da
Cetate 20 kV CEF Cetate	100	da	da	nu	nu
Cetate 20 kV CEF Stock	100	da	da	da	da
Cluj Est 110 kV T7	100	da	da	da	da
Craiova Nord 110 kV AT1	100	da	da	da	da
Craiova Nord 110 kV AT2	100	da	da	da	da
Dârste 110 kV T2	99,78	da	da	da	da
Domnești 110 kV IFA	100	da	da	da	da
Domnești 110 kV T1	100	da	da	da	da
Domnești 110 kV T2	100	da	da	da	da
Domnești 110 kV T3_S1A	100	da	da	da	da
Domnești 110 kV T3_S1B	100	da	da	da	da
Dorobanțu 110 kV	100	da	da	da	da
Fălciu 110 kV	99,99	da	da	da	da
Fântânele 110 kV AT1	100	da	da	da	da
Filești 110 kV AT1	100	da	da	da	da
Focșani Vest 110 kV AT	99,97	da	da	da	da
Gheorgheni 110kV AT1	0.00	nu	da	da	da
Ghizdaru 20 kV CEF Stănești	100	da	da	nu	nu
Gura Ialomiței 400 kV	100	da	da	nu	nu
Hășdat 110 kV AT1	99,74	da	da	nu	nu
Hășdat 110 kV AT2_E	99,94	da	da	nu	nu
Hășdat 220 kV Oțelărie_E	100	da	da	da	da
Hoghiz 110 kV CEF Hoghiz	98,11	da	nu	da	da

Locația	% din timp	Factorul de nesimetrie negativă, $\leq 1\%$ pentru 95% din săptămână	Factorul de distorsiune armonică, $\leq 3\%$ pentru 95% din săptămână	Indicatorul de flicker pe termen scurt de maximum 0,8% pentru 95% din săptămână	Indicatorul de flicker pe termen lung de maximum 0,6% pentru 95% din săptămână
		Respectă da/nu	Respectă da/nu	Respectă da/nu	Respectă da/nu
Huși 110 kV LEA Cioara	99,91	da	da	da	da
Iaz 110 kV AT1_E	99,51	da	da	nu	nu
Iaz 110 kV AT2_E	99,66	da	da	nu	nu
Iaz 110 kV Cuptoare circ 1	99,22	da	da	nu	nu
Iaz 110 kV Cuptoare circ 2	99,40	da	da	nu	nu
Iaz 110 kV Cuptoare circ a	99,32	da	da	nu	nu
Iaz 110 kV Cuptoare circ b	99,43	da	da	nu	nu
Iaz 220 kV AT2	99,91	da	da	nu	nu
Iernut 110 kV AT3	100	da	da	da	da
Medgidia Sud 110kV LEA Dobrudja	100	da	da	nu	nu
Medgidia Sud 110kV LEA Rasova	100	da	da	da	da
Medgidia Sud 110kV LEA Varna	100	da	da	nu	nu
Mostiștea 110 kV CEF Dănești	99,99	da	da	da	da
Mostiștea 20 kV CEF Frâșinet 2	100	da	da	nu	nu
Mostiștea 20 kV CEF Frâșinet 3	100	da	da	nu	nu
Munteni 110 kV AT	100	da	da	da	da
Munteni 110 kV Vutcani-Huși	100	da	da	da	da
Oțelărie H 220 kV T2	99,68	da	da	nu	nu
Pelicanu 110 kV LEA CSC1	86,75	nu	da	nu	nu
Pelicanu 400 kV T1	100	da	da	nu	nu
Pelicanu 400 kV T2	99,30	da	da	nu	nu
Pitești Sud 110 kV AT	100	da	da	nu	nu
Pitești Sud 110 kV LES Oarja	100	da	da	da	da
Rahman 400 kV T1	100	da	da	da	da
Rahman 400 kV T2	99,98	da	da	da	da
Rătești 220 kV CEF Rătești	100	da	da	da	da
Râureni 110 kV AT	100	da	da	da	da
Reșița 110 kV AT1	99,79	da	da	nu	nu
Reșița 220 kV LEA Oțelărie	99,89	da	da	nu	nu
Reșița 400 kV Pancevo 2	100	da	da	nu	nu
Roman Nord 110 kV Laminor 1	100	da	da	da	da
Roman Nord 110 kV Laminor 2	100	da	da	da	da
Roman Nord 110 kV LEA Hălaucești	100	da	da	da	da
Roman Nord 110 kV LEA Războieni	99,99	da	da	da	da
Roman Nord 110 kV T	100	da	da	da	da
Roman Nord 400 kV AT	100	da	nu	da	da
Sibiu Sud 110 kV T3	100	da	da	da	da
Slatina 110 kV AT3	100	da	da	da	da
Slatina 110 kV AT4	100	da	da	da	da
Slatina 220 kV SRA 1	100	da	da	da	da
Slatina 220 kV SRA 2	100	da	da	da	da
Smârdan 110 kV T2	99,97	da	da	da	da

Locația	% din timp	Factorul de nesimetrie negativă, $\leq 1\%$ pentru 95% din săptămână	Factorul de distorsiune armonică, $\leq 3\%$ pentru 95% din săptămână	Indicatorul de flicker pe termen scurt de maximum 0,8% pentru 95% din săptămână	Indicatorul de flicker pe termen lung de maximum 0,6% pentru 95% din săptămână
		Respectă da/nu	Respectă da/nu	Respectă da/nu	Respectă da/nu
Stupărei 110 kV AT	100	da	da	da	da
Stupina 400 kV T1	99,82	da	da	nu	nu
Stupina 400 kV T2	99,90	da	da	nu	nu
Stupina 400 kV T3	99,80	da	da	nu	nu
Târgoviște 110 kV Dumbrava 1	100	da	da	da	da
Tulcea Vest 110 kV LEA Alumina 1	100	da	da	da	da
Tulcea Vest 110 kV LEA Alumina 2	99,98	da	da	da	da
Tulcea Vest 110 kV LEA Fero 1_1	99,99	da	da	da	da
Tulcea Vest 110 kV LEA Fero 1_2	99,96	da	da	da	da
Tulcea Vest 110 kV LEA Fero 2	99,99	da	da	da	da
Tulcea Vest 110 kV LEA Zebil	99,50	da	da	da	da
Tulcea Vest 400 kV T1	99,64	da	da	da	da
Turnu Severin Est 110 kV AT1	100	da	da	nu	nu
Turnu Severin Est 110 kV AT2	100	da	da	nu	nu
Turnu Severin Est 20 kV CEF Izvoru Bârzii 1	100	da	da	nu	nu
Turnu Severin Est 20 kV CEF Izvoru Bârzii 2	100	da	da	nu	nu
Turnu Severin Est LEA 110 kV Banovița 2	100	da	da	nu	nu
Turnu Severin Est LEA 110 kV Topleț 2	100	da	da	nu	nu
Ungheni 110 kV AT1	100	da	da	da	da
Ungheni 110 kV AT2	100	da	da	da	da
Vetiș 110 kV CEF Satu Mare 1	100	da	da	da	da

În anul 2024 s-a extins numărul de stații electrice în care s-a monitorizat încadrarea valorilor înregistrate ale parametrilor de calitate a curbelor de tensiune în valorile normate prevăzute în Standardul de performanță.

Conform datelor raportate, s-au înregistrat abateri ale parametrilor normați de calitate a curbelor de tensiune, după cum urmează:

- pentru factorul de *nesimetrie de secvență negativă*, abateri în stația Hoghiz 110kV CEF Hoghiz (3 săptămâni din 52) și Pelicanu 110kV LEA CSC1 (47 săptămâni din cele 50 analizate);
- pentru *factorul de distorsiune armonică*, s-au înregistrat abateri în stația Hoghiz 110kV CEF Hoghiz (9 săptămâni din 52) și Roman Nord 400kV AT (toate cele 52 săptămâni analizate);
- *indicatorii de flicker pe termen scurt și lung*, depășiri într-un număr semnificativ de puncte de analiză, conform tabelelor de mai sus.

Conform OTS, neîncadrarea în limitele stabilite prin Standardul de performanță e cauzată se datorează, în mare parte, funcționării cuptoarelor cu arc electric, a rafinărilor și a oțelărilor care introduc în rețea

perturbații datorate proceselor tehnologice și care nu au investit în decursul anului 2024 în echipamente sau soluții dedicate pentru reducerea perturbațiilor.

O situație comparativă a încadrărilor în limitele normate pentru indicatorii de calitate tehnică a energiei electrice în perioada 2020-2024 este prezentată în tabelul 1.3.6.

Tabelul nr. 1.3.6

	2020	2021	2022	2023	2024
Nr. puncte de analiză	57	73	89	95	102
Durata medie de analiză [săptămâni]	45	44	43	44	46
Încadrarea în limitele normate pentru factorul de nesimetrie de secvență negativă [% din săpt.]	99,4	99,1	97,73	96,36	97,92
Încadrarea în limitele normate pentru factorul total de distorsiune armonică [% din săptămâni]	95,9	96,98	98,49	98,29	98,77
Încadrarea în limitele normate pentru indicatorul de flicker pe termen scurt [% din săptămâni]	79,9	80,73	81,68	76,43	79,11
Încadrarea în limitele normate pentru indicatorul de flicker pe termen lung [% din săptămâni]	79,9	80,73	81,68	76,43	79,11

În anul 2024 s-a înregistrat încadrarea în limitele normate în 97,92 % din timpul de analiză pentru factorul de nesimetrie negativă, 98,77 % pentru factorul de distorsiune armonică și 79,11 % pentru indicatorii de flicker pe termen scurt și termen lung.

1.4. INDICATORI DE PERFORMANȚĂ PRIVIND CALITATEA COMERCIALĂ A SERVICIULUI

Indicatorii de calitate analizați se referă la activitățile comerciale specifice relației cu utilizatorii RET cu privire la emiterea avizelor tehnice de racordare, încheierea contractelor, schimburile de date și informații, precum și la soluționarea sesizărilor și reclamațiilor clienților.

Sintetic, indicatorii de performanță generali de calitate comercială a serviciului de transport al energiei electrice și a serviciului de sistem, realizați în anul 2024, sunt prezentați în tabelul următor:

Tabelul nr. 1.4.1

Nr.	Indicator	2024
1	Numărul de avize tehnice de racordare emise*	138
2	Timpul mediu de emitere a avizului tehnic de racordare [zile]	8,1
3	Numărul solicitărilor de emitere a avizului de racordare nesoluționate în termenul prevăzut în reglementările în vigoare raportat la numărul total de solicitări înregistrate	32% (44/138)
4	Numărul de cereri de încheiere a unui contract de racordare înregistrate*	41
5	Timpul mediu de transmitere a proiectelor de contracte de racordare [zile]	4,56
6	Numărul proiectelor de contracte de racordare netransmise utilizatorilor în termenul prevăzut în reglementările în vigoare raportat la numărul total de cereri de încheiere a contractelor de racordare înregistrate	6,89% (4/58)
7	Numărul de racordări realizate*	1
8	Numărul de certificate de racordare emise*	5
9	Timpul mediu de emitere a certificatului de racordare [zile]	8,6
10	Numărul de cereri de contractare a serviciului de transport și de sistem înregistrate*	41
11	Timpul mediu de emitere a ofertei de contractare a serviciului de transport și de sistem [zile]	4
12	Numărul de reclamații înregistrate referitoare la racordare*	-
13	Timpul mediu de rezolvare a reclamațiilor înregistrate referitoare la racordare	-
14	Numărul de reclamații nerezolvate raportat la numărul total de reclamații înregistrate, referitoare la racordare	-
15	Numărul de reclamații înregistrate referitoare la nivelul de tensiune*	-
16	Timpul mediu de rezolvare a reclamațiilor înregistrate referitoare la nivelul de tensiune	-
17	Numărul de reclamații nerezolvate raportat la numărul total de reclamații înregistrate, referitoare la nivelul de tensiune	-

18	Numărul de reclamații înregistrate referitoare la calitatea curbei de tensiune*	-
19	Timpul mediu de rezolvare a reclamațiilor înregistrate referitoare la calitatea curbei de tensiune	-
20	Numărul de reclamații nerezolvate raportat la numărul total de reclamații înregistrate, referitoare la calitatea curbei de tensiune	-
21	Numărul de reclamații înregistrate, justificate, referitoare la facturare sau încasare*	-
22	Timpul mediu de rezolvare a reclamațiilor înregistrate, justificate, referitoare la facturare sau încasare	-
23	Numărul de reclamații nerezolvate raportat la numărul total de reclamații înregistrate, justificate, referitoare la facturare sau încasare	-
24	Numărul de reclamații înregistrate, justificate, pe alte teme*	-
25	Timpul mediu de răspuns la reclamațiile înregistrate, justificate, pe alte teme	-
26	Numărul de reclamații nerezolvate raportat la numărul total de reclamații înregistrate, justificate, pe alte teme	-

*) Indicator statistic

Timpul de emitere a avizului tehnic de racordare depășește termenul limită de emitere impus de standard (10 zile calendaristice) pentru un număr de 44 de avize tehnice de racordare din 138 de avize emise.

Timpul mediu de transmitere a proiectelor de contracte de racordare nu a fost respectat pentru 4 contracte de racordare din cele 58 contracte încheiate.

Conform OTS, depășirile termenelor de emitere a avizelor tehnice de racordare și a contractelor de racordare sunt cauzate de numărul și complexitatea proceselor de verificare a documentației atât în ceea ce privește respectarea cerințelor stabilite prin normele tehnice, cât și a aspectelor juridice, întârzieri în constituirea garanției de către utilizator, întârzieri în cadrul procesului de avizare internă a operatorului, precum și, în anumite situații, suprapunerea cu perioada sărbătorilor legale.

În anul 2024 nu s-au înregistrat reclamații privitoare la racordare, la nivelul de tensiune, la calitatea curbei de tensiune, la facturare sau încasare sau pe alte teme.

2. INDICATORII DE PERFORMANȚĂ PENTRU SERVICIUL DE DISTRIBUȚIE A ENERGIEI ELECTRICE

Indicatorii de performanță analizați se referă la activitățile specifice de distribuție a energiei electrice la toate nivelurile de tensiune nominală, la joasă tensiune (JT), medie tensiune (MT) și înaltă tensiune (IT - 110 kV), respectiv la toate categoriile de utilizatori ai rețelelor electrice de distribuție (RED) din mediul rural și urban.

Indicatorii de performanță, în sens general, permit o evaluare a calității produsului energie electrică și a serviciului de alimentare cu energie electrică și se referă la:

- continuitatea în alimentare;
- calitatea tehnică a energiei electrice;
- calitatea comercială a serviciului de distribuție.

Din punct de vedere al efectului asupra utilizatorilor rețelei electrice, indicatorii de performanță se diferențiază, conform Standardului de performanță, în două categorii:

- indicatori generali – care oferă o imagine de ansamblu asupra activității desfășurate de operatorii de distribuție (OD). În cazul acestora nu este posibilă garantarea unor valori pentru fiecare utilizator în parte;
- indicatori de performanță garantați - pentru care se stabilesc niveluri minime care trebuie respectate în fiecare caz individual în parte.

Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție nu se aplică în situații de funcționare anormală a RED determinate de OTS, în condițiile în care OD a luat toate măsurile pentru limitarea efectelor cauzei care determină funcționarea anormală, și în situații de forță majoră care au afectat operatorii de distribuție, stabilite și dovedite conform legii.

2.1. DATE GENERALE

Utilizatorii RED, majoritatea consumatori (clienți finali), sunt racordați direct la una din cele opt zone de rețea de interes public pentru care se stabilesc tarife de distribuție reglementate, din patrimoniul celor patru operatori de distribuție (OD) titulari de licență cu contract de concesiune și anume societățile: Rețele Electrice Romania S.A. (care la nivelul anului 2024 era organizată în companiile Rețele Electrice Muntenia, Rețele Electrice Banat și Rețele Electrice Dobrogea), Distribuție Energie Oltenia S.A., Delgaz Grid S.A., Distribuție Energie Electrică Romania S.A. (divizată în cadrul prezentului raport în 3 zone de rețea: Muntenia Nord, Transilvania Nord, Transilvania Sud).

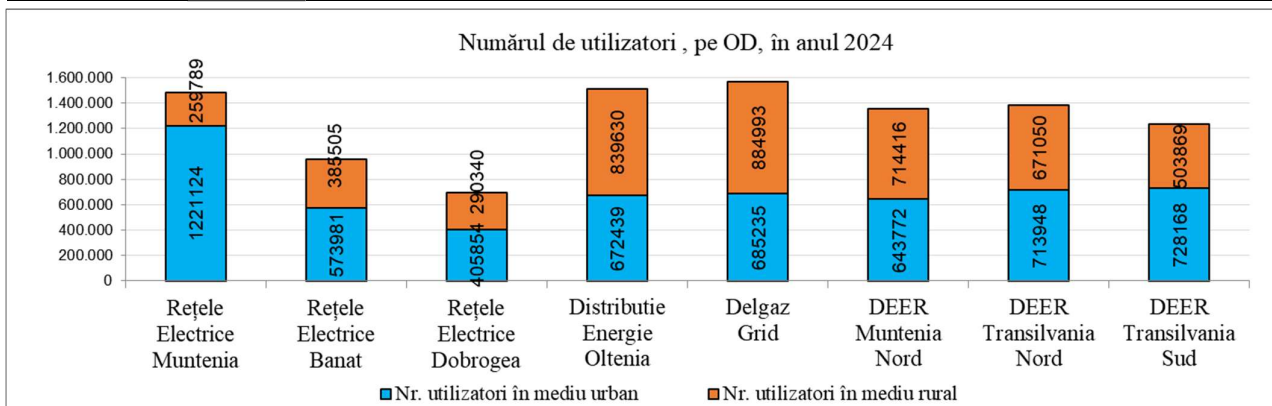
Totodată, mai există o serie de utilizatori care nu sunt racordați direct la acești operatori de distribuție, utilizatorii racordați la OD neconcesionari sau racordați direct la barele unor producători. Numărul total al utilizatorilor racordați la OD neconcesionari, respectiv direct la barele unor producători, este foarte mic în comparație cu numărul celor racordați la rețelele electrice din patrimoniul operatorilor de distribuție cu contract de concesiune. Având o pondere nesemnificativă, acești utilizatori nu au fost avuți în vedere în prezentul raport.

Numărul total de utilizatori racordați la rețelele electrice din patrimoniul OD concesionari, față de care s-a făcut raportarea în calculul indicatorilor de continuitate a fost de 10.194.113, din care 5.644.521 în mediul urban și 4.549.592 în mediul rural.

În tabelul și în figura de mai jos se prezintă situația numărului de utilizatori pe toate nivelurile de tensiune din mediul urban și din mediul rural, în fiecare zonă de concesiune și pe total pe țară, față de care s-a realizat raportarea în calculul indicatorilor de continuitate anuali aferenți anului 2024.

Tabelul nr. 2.1.1

Mediul	Tensiune nominală	Rețele Electrice Muntenia	Rețele Electrice Banat	Rețele Electrice Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	TOTAL
urban	IT	13	13	16	47	16	22	11	33	171
	MT	2.084	1.128	919	1.677	1.166	2.000	2.175	1.870	13.019
	JT	1.219.027	572.840	404.919	670.715	684.053	641.750	711.762	726.265	5.631.331
rural	IT	6	19	27	39	33	21	24	16	185
	MT	994	1.119	1.008	3.071	1.836	2.758	2.547	1.467	14.800
	JT	258.789	384.367	289.305	836.520	883.124	711.637	668.479	502.386	4.534.607
TOTAL		1.480.913	959.486	696.194	1.512.069	1.570.228	1.358.188	1.384.998	1.232.037	10.194.113



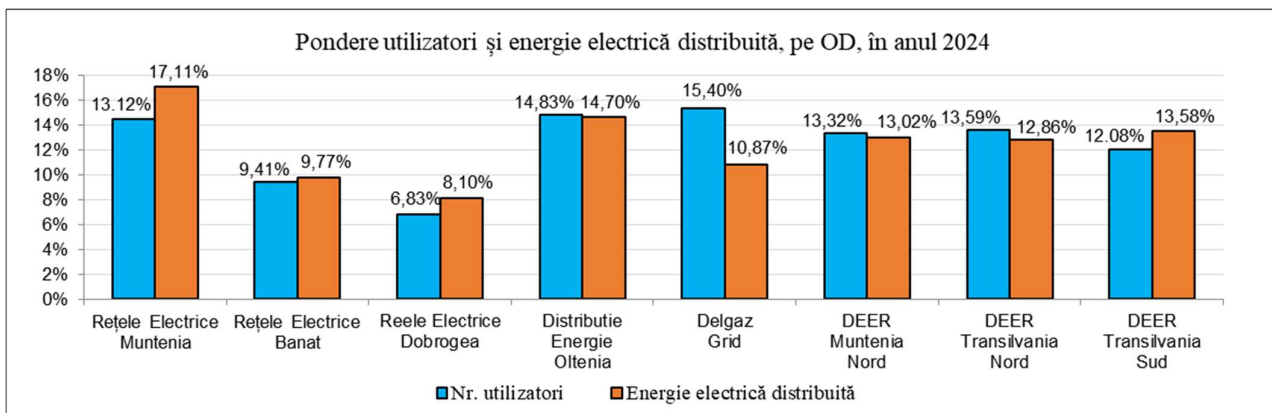
Se constată că numărul de utilizatori la IT, respectiv la MT reprezintă 0,28 % din numărul total de utilizatori la nivel de țară.

Conform situației prezentate, Delgaz Grid are cel mai mare număr total de utilizatori, respectiv 1.570.228 (15,4 % din total), urmat de Distribuție Energie Oltenia, cu 1.512.069 (14,83 % din total), iar cel mai mic număr de utilizatori îl are Rețele Electrice Dobrogea, respectiv 696.194 (6,82 % din total).

Cel mai mare număr de utilizatori în mediul urban îl are Rețele Electrice Muntenia (1.221.124), iar cel mai mare număr de utilizatori în mediul rural îl are Delgaz Grid (884.993). La polul opus se situează Rețele Electrice Dobrogea cu cel mai mic număr de utilizatori în mediul urban (405.854), respectiv Rețele Electrice Muntenia cu cel mai mic număr de utilizatori în mediul rural (259.789).

Pe total țară numărul de utilizatori din mediul urban reprezintă 55,37 % din total.

În figura de mai jos se prezintă repartitia ponderii procentuale a celor opt zone de rețea relativ la numărul de utilizatori deserviți și a energiei electrice distribuite în anul 2024 (cca. 45,035 TWh). Se constată că cea mai mare pondere a consumului este înregistrată, de regulă, la OD care au o pondere mai mare de utilizatori în mediul urban.



2.2. CONTINUITATEA ÎN ALIMENTAREA UTILIZATORILOR

2.2.1 Introducere

Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice (în continuare *Standardul*) reglementează calitatea serviciului de distribuție a energiei electrice și stabilește indicatorii de performanță în asigurarea serviciului de distribuție.

De asemenea, *Standardul* stabilește condițiile referitoare la modul de anunțare și de înregistrare a întreruperilor în alimentarea cu energie electrică, precum și condițiile referitoare la modul de planificare a întreruperilor necesare pentru lucrările de dezvoltare și de mentenanță, respectiv pentru remedierea instalațiilor în urma unor evenimente accidentale.

Pentru determinarea indicatorilor de continuitate precizați în *Standard*, OD are obligația să înregistreze toate întreruperile de lungă durată, precum și întreruperile de scurtă durată a căii de alimentare/evacuare a energiei electrice a locurilor de consum și/sau de producere racordate la RED, indiferent de tensiunea acestora.

Pentru fiecare întrerupere de lungă durată a căii de alimentare/evacuare, OD trebuie să înregistreze cel puțin:

- a. tensiunea la care se produce întreruperea – originea întreruperii;
- b. caracterul planificat sau neplanificat al întreruperii – pentru indicatorii de continuitate;
- c. cauza întreruperii;
- d. data, ora și minutul de început al întreruperii;
- e. numărul de etape de reconectare, dacă este cazul;
- f. numărul de utilizatori realimentați la fiecare etapă de reconectare, precum și data, ora și minutul de sfârșit al întreruperii pentru aceștia;
- g. data, ora și minutul de sfârșit al întreruperii pentru toți utilizatorii afectați de întrerupere;
- h. durata totală (din momentul dispariției tensiunii până la reconectare), în minute, a întreruperii, respectiv a etapei de realimentare, dacă este cazul;
- i. numărul de utilizatori afectați de întrerupere, pe fiecare nivel de tensiune, corespunzător fiecărei etape a acesteia, dacă este cazul;
- j. numărul fazelor afectate de întrerupere dacă aceasta se produce în rețeaua de joasă tensiune;
- k. puterea electrică întreruptă (ultima putere măsurată înainte de întrerupere), la IT.

Cu privire la cauza întreruperilor, se consideră următoarele categorii:

- a. întreruperi *planificate*;
- b. întreruperi *neplanificate cauzate de condiții meteorologice deosebite*;
- c. întreruperi *neplanificate cauzate de utilizatori sau terți*;
- d. întreruperi *neplanificate, exclusiv întreruperile de la lit. b și c.*

OD este obligat să înregistreze și să calculeze anual următoarele date privind continuitatea alimentării/evacuării pentru utilizatorii din zona de activitate:

- a. numărul de întreruperi lungi;
- b. SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) – indicele frecvența medie a întreruperilor în rețea (sistem) pentru un utilizator, reprezintă numărul mediu de întreruperi suportate de utilizatorii racordați la rețeaua OD. Indicatorul se calculează împărțind numărul total de utilizatori întrerupți care au suferit o întrerupere cu o durată mai mare de 3 minute la numărul total de utilizatori deserviți:

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n N_i}{N_t} \text{ [într/an]}$$

c. SAIDI (System Average Interruption Duration Index) – indicele durată medie a întreruperilor în rețea (sistem) pentru un utilizator, reprezintă timpul mediu de întrerupere a utilizatorilor la nivel de OD, calculat ca o medie ponderată, împărțind durată cumulată a întreruperilor lungi (cu o durată mai mare de 3 minute) la numărul total de utilizatori deserviți de OD, astfel:

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n (N_i \times D_i)}{N_t} \text{ sau } SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^{k_i} (N_{ij} \times D_{ij})}{N_t} \text{ [min/an]}$$

d. ENS (Energy Not Supplied) – energia nelivrată, definită ca energia totală nelivrată către locurile de consum racordate la rețeaua OD, din cauza întreruperilor;

$$ENS = \sum_{i=1}^n (P_i \times D_i) \text{ [kWh, MWh sau GWh]}$$

e. AIT (Average Interruption Time) – timpul mediu de întrerupere, reprezintă perioada medie echivalentă de timp în care a fost întreruptă alimentarea cu energie electrică la nivel de OD pe parcursul unui an:

$$AIT = 8760 \times 60 \times \frac{ENS}{AD} \text{ [min/an]}$$

unde, în formulele de mai sus, notațiile reprezintă:

n – numărul total de întreruperi lungi;

k_i – numărul de etape de reconectare, corespunzător întreruperii i;

N_i – numărul utilizatorilor întrerupți peste 3 minute la întreruperea i;

N_{ij} – numărul utilizatorilor întrerupți peste 3 minute la etapa j a întreruperii i;

P_i – puterea electrică totală întreruptă la întreruperea i, numai la IT;

D_i – durată (timpul) de întrerupere a utilizatorilor din momentul dispariției tensiunii până la reconectare pentru întreruperea i;

D_{ij} – durată (timpul) de întrerupere a utilizatorilor din momentul dispariției tensiunii până la reconectare pentru etapa j a întreruperii i;

N_t – numărul total al utilizatorilor deserviți;

AD (Annual Demand) - consumul anual de energie electrică fără pierderile din rețeaua electrică la nivelul OD.

În calculul ENS și AIT se ia în considerare energia consumată de toți utilizatorii rețelei electrice (consumatori, producători, alți operatori).

Pentru calculul AIT, valorile ENS și AD se exprimă în aceleași unități de măsură.

De asemenea, începând cu data de 1 ianuarie 2017, conform *Standardului* de performanță, OD are obligația să înregistreze și să calculeze următoarele date care oferă informații despre fiabilitatea rețelei și performanțele echipamentelor de automatizare:

a) numărul de întreruperi scurte;

b) MAIFI (Momentary Average Interruption Frequency Index) – indicele frecvență medie a întreruperilor

momentane – întreruperi de scurtă durată – ca raport între numărul total al utilizatorilor întrerupți pe durate scurte și numărul total N_t al utilizatorilor deserviți:

$$MAIFI = \frac{\sum_{m=1}^M N_m}{N_t} [\text{într./an}]$$

unde:

M este numărul total al întreruperilor de scurtă durată;

N_m – numărul utilizatorilor care au suferit o întrerupere cu o durată scurtă (sub 3 minute), la fiecare întrerupere m ;

Indicatorii SAIFI, SAIDI și MAIFI se determină, de regulă, pe baza înregistrărilor automate ale întreruperilor la MT și IT, iar la JT se estimează prin calcul.

Indicatorii ENS și AIT se calculează numai pentru utilizatorii racordați la rețeaua electrică de IT.

SAIDI este considerat un indicator important deoarece reprezintă o valoare medie a timpului de întrerupere, dar presupune înregistrarea duratei fiecărei întreruperi.

Se menționează că *Standardul* nu impune determinarea indicatorului CAIDI, care este un indicator derivat.

- c) CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index), reprezintă durata medie de timp necesară pentru restabilirea serviciului. Conform Standardului IEEE – 1366-1998 revizuit în anul 2003 - *Ghid pentru indicii de fiabilitate a distribuției energiei electrice*, CAIDI se determină astfel:

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI} [\text{min/într}]$$

2.2.2 Analiza indicatorilor de continuitate pentru serviciul de distribuție a energiei electrice

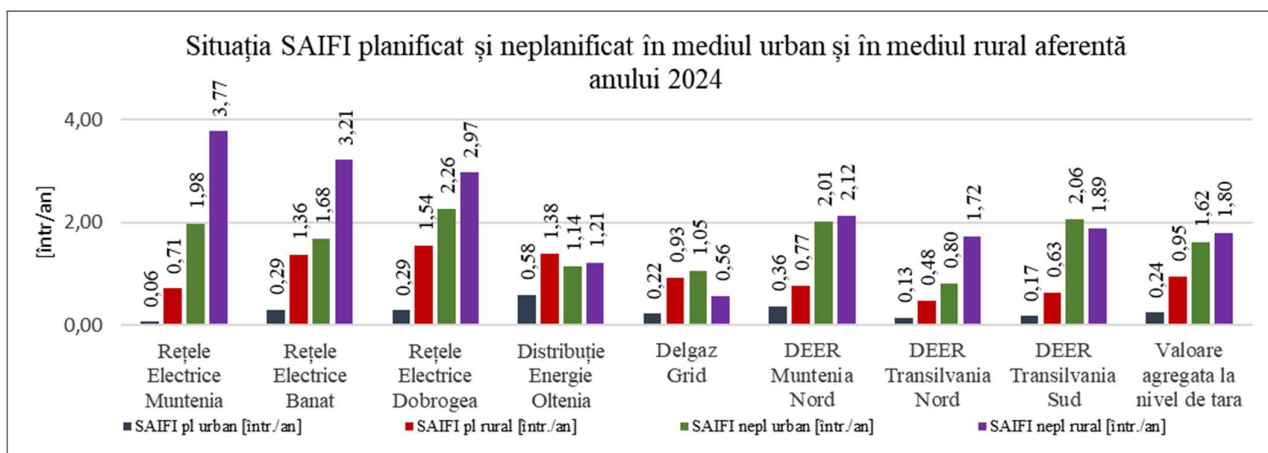
Situația indicelui *frecvență medie a întreruperilor în rețea* (SAIFI) aferent OD în anul 2024 este prezentată în tabelul următor:

Tabel nr. 2.2.2.1

Indicator continuitate	Mediul	Rețele Electrice Muntenia	Rețele Electrice Banat	Rețele Electrice Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	Valoare agregată pe țară
SAIFI (a) planificat [într./an]	urban	0,06	0,29	0,29	0,58	0,22	0,36	0,13	0,17	0,24
	rural	0,71	1,36	1,54	1,38	0,93	0,77	0,48	0,63	0,95
SAIFI (d) neplanificat [într./an]	urban	1,98	1,68	2,26	1,14	1,05	2,01	0,80	2,06	1,62
	rural	3,77	3,21	2,97	1,21	0,56	2,12	1,72	1,89	1,80

Rezultatele înregistrate în anul 2024 în privința indicelui frecvență medie a întreruperilor în rețea (SAIFI) relevă valori mici ale indicelui planificat (atât în mediul urban, cât și în mediul rural) și valori mai mari ale indicelui neplanificat, corespunzător unui volum mare de opriri accidentale ale alimentării cu energie electrică.

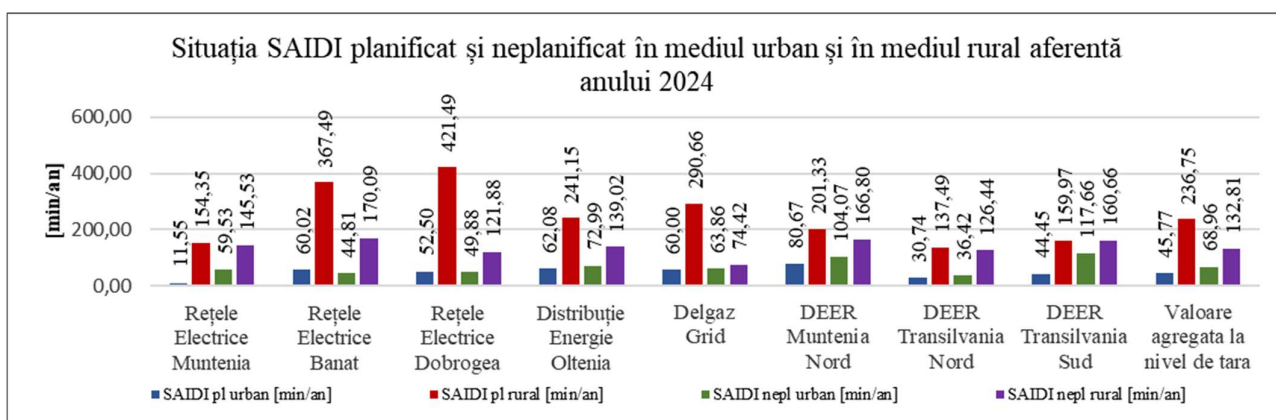
Se înregistrează valori mult mai mari pentru cazul indicelui frecvență medie a întreruperilor în cazul mediului rural. Printre cauzele care pot explica această situație se pot lua în considerare caracteristicile rețelelor de alimentare rurale: alimentare radială prin linii electrice aeriene de JT sau de MT, lungimi mai mari ale rețelelor, lipsa unor alimentări de rezervă în multe cazuri, dar și planificarea și realizarea mentenanței preventive.



Situația indicelui *durata medie a întreruperilor în rețea* (SAIDI) aferent OD în anul 2024 este prezentată în tabelul 2.2.2.2 și în figura de mai jos:

Tabel nr. 2.2.2.2

Indicator continuitate	Mediul	Rețele Electrice Muntenia	Rețele Electrice Banat	Rețele Electrice Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	Valoare agregată pe țară
SAIDI (a) planificat [min./an]	urban	11,55	60,02	52,50	62,08	60,00	80,67	30,74	44,45	45,77
	rural	154,35	367,49	421,49	241,15	290,66	201,33	137,49	159,97	236,75
SAIDI (d) neplanificat [min./an]	urban	59,53	44,81	49,88	72,99	63,86	104,07	36,42	117,66	68,96
	rural	145,53	170,09	121,88	139,02	74,42	166,80	126,44	160,66	132,81



Indicele *frecvența medie a întreruperilor momentane – întreruperi de scurtă durată* - MAIFI a înregistrat la nivel de țară o valoare medie de 9,62 într/an în mediul urban, respectiv o valoare de 2,43 într/an la nivel rural.

Tabelul nr. 2.2.2.3

Indicator continuitate	Mediul	Rețele Electrice Muntenia	Rețele Electrice Banat	Rețele Electrice Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	Valoare agregată pe țară
MAIFI	rural	7,42	12,08	25,01	5,88	13,48	6,05	5,35	9,92	9,62
	urban	2,04	3,40	5,40	2,95	3,33	0,61	0,74	2,58	2,43

2.2.3 Indicatori de continuitate agregați la nivel de OD și țară

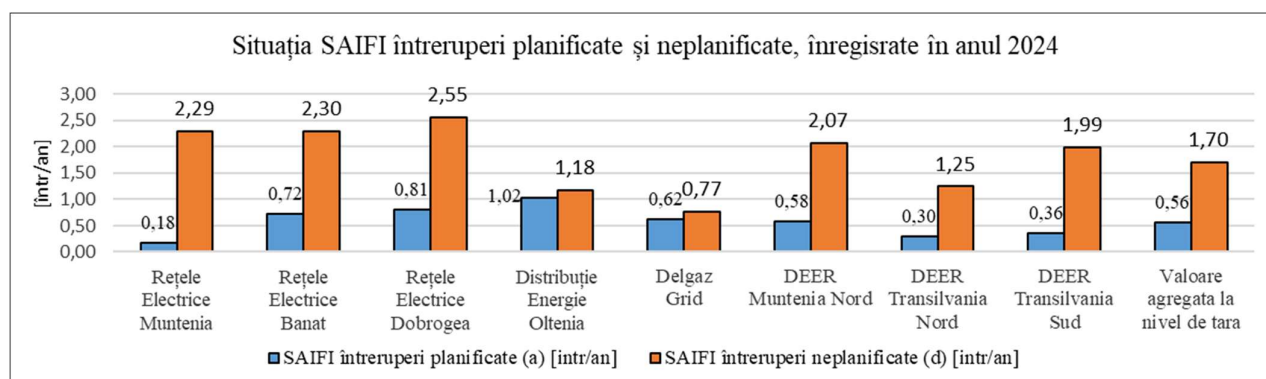
Valorile agregate ale indicatorilor de continuitate pentru toate categoriile de utilizatori (JT, MT, IT) și ambele medii (rural și urban), pentru cele două categorii principale de întreruperi, planificate, respectiv

neplanificate, sunt cele mai reprezentative și caracterizează continuitatea în alimentarea cu energie electrică în ansamblu. Indicatorii de continuitate SAIDI și SAIFI, pentru mediul urban și rural, agregați la nivel de țară, sunt principalii indicatori monitorizați și la nivel european.

În tabelul următor se prezintă valorile pentru SAIFI, întreruperi planificate (cazul a) și neplanificate (cazul d). De asemenea, se prezintă și valoarea totală a SAIFI, deși este rar utilizată în comparații din cauza caracterului complet diferit, controlabil, respectiv necontrolabil al celor două categorii de întreruperi.

Tabelul nr. 2.2.3.1

OD	Rețele Electrice Muntenia	Rețele Electrice Banat	Rețele Electrice Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	Valoare agregată pe țară
SAIFI intreruperi planificate (a) [intr./an]	0,18	0,72	0,81	1,02	0,62	0,58	0,30	0,36	0,56
SAIFI intreruperi neplanif. (d) [intr./an]	2,29	2,30	2,55	1,18	0,77	2,07	1,25	1,99	1,70
SAIFI total [intr./an]	2,47	3,02	3,36	2,20	1,39	2,65	1,55	2,35	2,26



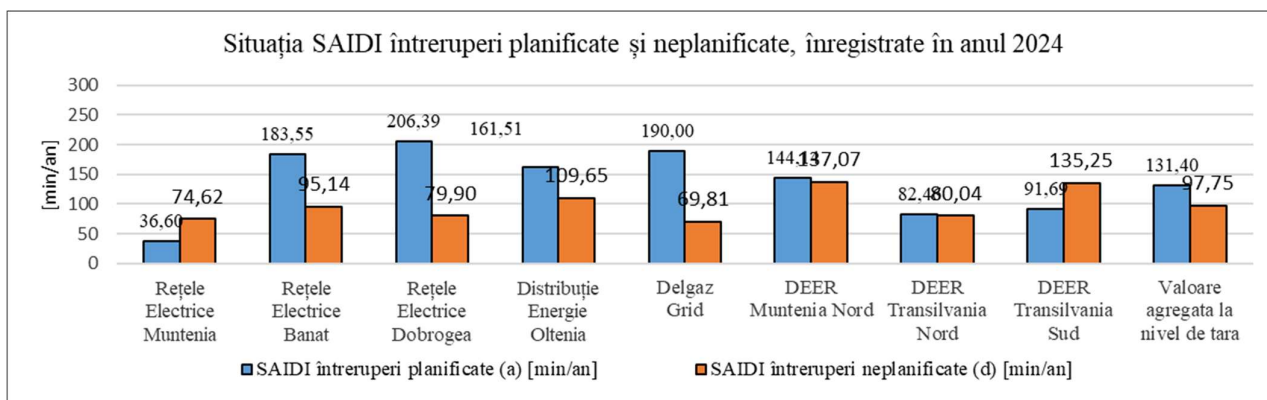
Valorile de ansamblu pentru SAIFI, *întreruperi planificate (cazul a)*, variază de la un OD la altul. Astfel, valoarea minimă este de 0,18 într./an înregistrată de Rețele Electrice Romania – zona Muntenia Sud, iar valoarea maximă este de 1,02 într./an înregistrată la Distribuție Energie Oltenia, respectiv valoarea medie pe țară este de 0,56 într./an.

Valorile de ansamblu pentru SAIFI, *întreruperi neplanificate (cazul d)* variază de la o valoare minimă de 0,77 într./an pentru Delgaz Grid la o valoare maximă de 2,55 într./an pentru E-Distribuție Dobrogea, respectiv valoarea medie pe țară este de 1,7 într./an.

În tabelul nr. 2.2.3.2 se prezintă valorile SAIDI pentru întreruperi planificate, respectiv întreruperile neplanificate (cazul d).

Tabelul nr. 2.2.3.2

OD	Rețele Electrice Muntenia	Rețele Electrice Banat	Rețele Electrice Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania a Sud	Valoare agregată pe țară
SAIDI intreruperi planificate (a) [min/an]	36,60	183,55	206,39	161,51	190,00	144,14	82,46	91,69	131,40
SAIDI intreruperi neplanificate (d) [min/an]	74,62	95,14	79,90	109,65	69,81	137,07	80,04	135,25	97,75
SAIDI total [min/an]	111,22	278,70	286,29	271,17	259,81	281,20	162,50	226,94	229,15



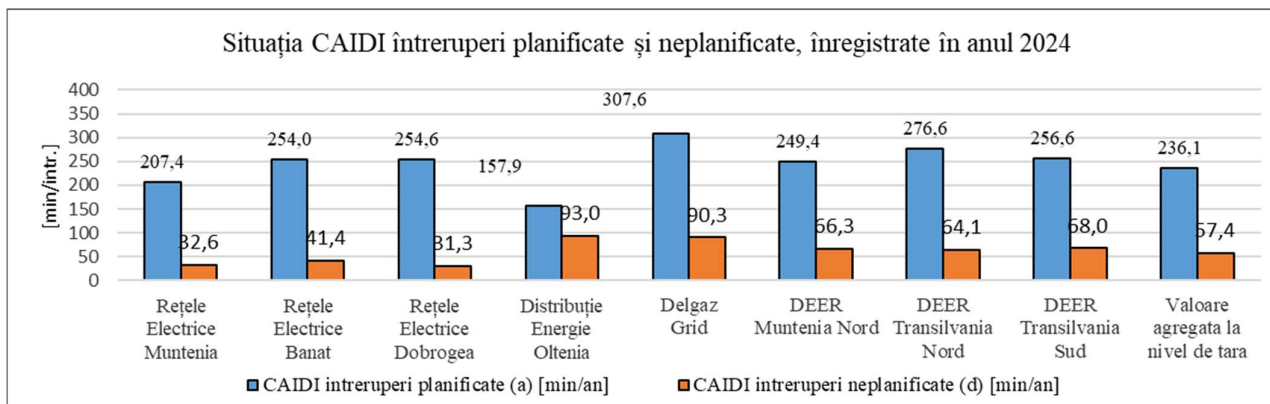
Valorile de ansamblu pentru SAIDI, *întreruperi planificate (cazul a)*, variază mult de la un OD la altul. Astfel, valoarea minimă este de 36,6 min/an pentru Rețele Electrice Romania – zona Muntenia Sud, iar valoarea maximă este de 206,39 min/an pentru Rețele Electrice Romania – zona Dobrogea, cu o valoare medie pe țară de 131,40 min/an.

Principalul indicator de performanță pentru continuitatea în alimentare a utilizatorilor este SAIDI pentru întreruperi neplanificate din cauza OD (cazul d), fără întreruperile neplanificate provocate de evenimente meteorologice deosebite, respectiv de utilizatori și terți. Valorile de ansamblu pentru SAIDI, *întreruperi neplanificate (cazul d)*, au valori cuprinse între 69,81 min./an pentru Delgaz Grid și 135,25 min./an pentru DEER Transilvania Sud, respectiv valoarea medie pe țară este de 97,75 min./an.

Valorile agregate de ansamblu pentru CAIDI se prezintă în tabelul 2.2.3.3.

Tabelul nr. 2.2.3.3

OD	Rețele Electrice Muntenia	Rețele Electrice Banat	Rețele Electrice Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	Valoare agregată pe țară
CAIDI întreruperi planificate (a) [min/intr]	207,4	254,0	254,6	157,9	307,6	249,4	276,6	256,6	236,1
CAIDI întreruperi neplanificate (d) [min/intr]	32,6	41,4	31,3	93,0	90,3	66,3	64,1	68,0	57,4
CAIDI total [min/intr]	239,92	295,39	285,85	250,91	397,88	315,67	340,73	324,64	293,48



Valorile agregate pentru CAIDI - durata de restabilire a serviciului în cazul întreruperilor planificate, se situează într-o plajă de aprox. 149,7 min./intr., variind între 157,9 min./intr. pentru Distribuție Energie Oltenia și 276,6 min./intr. pentru DEER Transilvania Nord, cu o valoare medie pe țară de 236,1 min./intr.

Valorile agregate pentru CAIDI - durata de restabilire a serviciului în cazul întreruperilor neplanificate variază între 31,3 min./într. pentru Rețele Electrice Romania – zona Dobrogea și 90,3 min./într. pentru Delgaz Grid, cu o valoare medie pe țară de 57,4 min./într.

Se mai observă că indicatorul CAIDI are valori mai mari pentru întreruperile planificate.

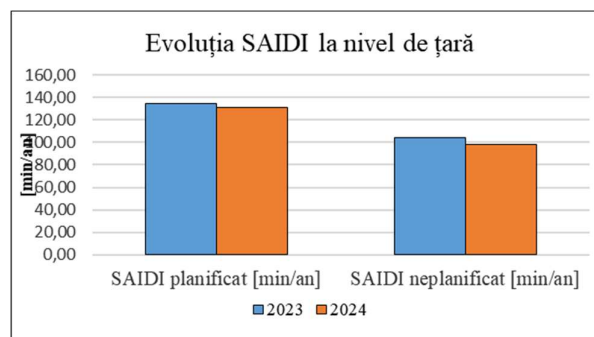
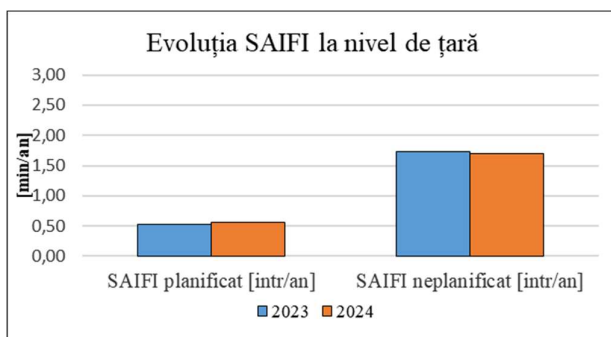
Frecvența medie a întreruperilor momentane – întreruperi de scurtă durată - MAIFI la nivel de țară a înregistrat o valoare minimă de 2,87 într./an la DEER Muntenia Nord, o valoare maximă de 23,13 într./an la Distribuție Energie Oltenia și o valoare medie pe țară de 8,24 într./an.

Tabelul nr. 2.2.3.4

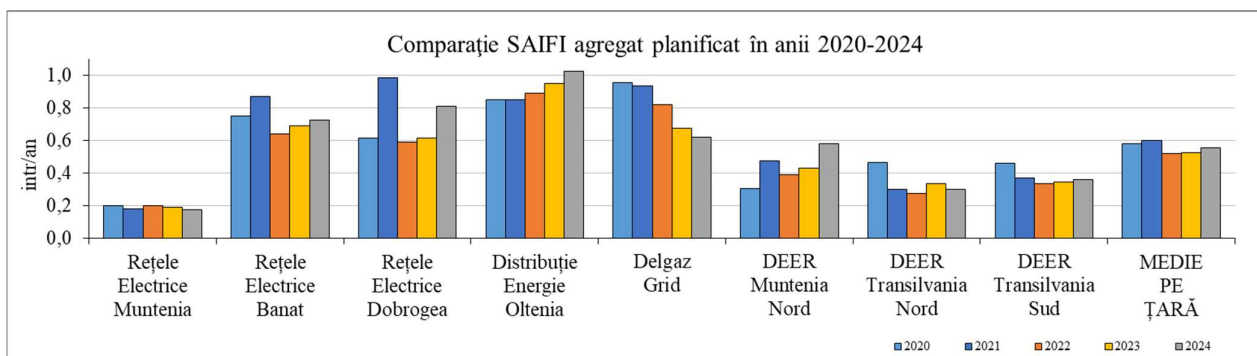
Indicator continuitate	Rețele Electrice Muntenia	Rețele Electrice Banat	Rețele Electrice Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	Valoare medie pe țară
MAIFI	2,98	6,89	13,58	4,58	9,05	1,56	2,98	5,58	5,37

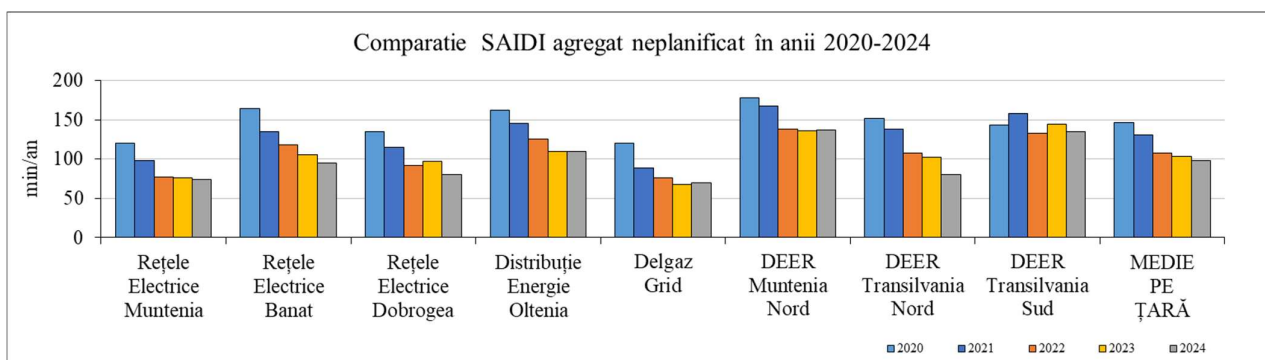
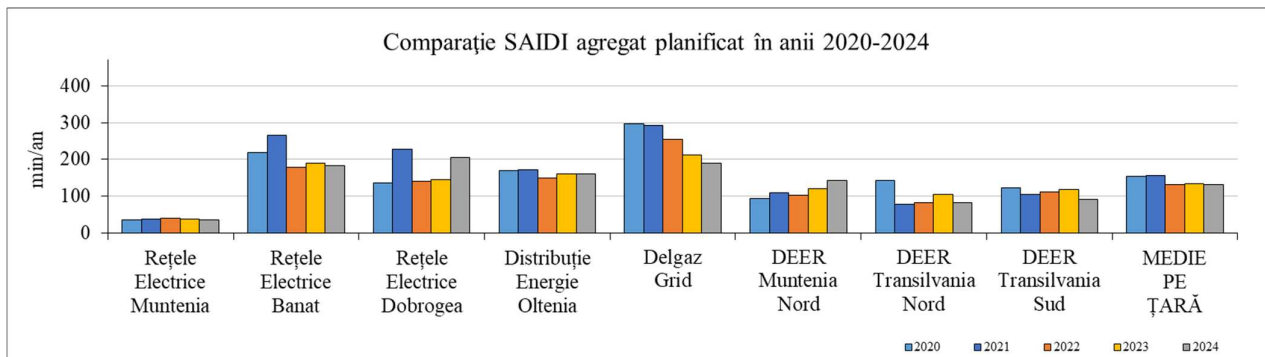
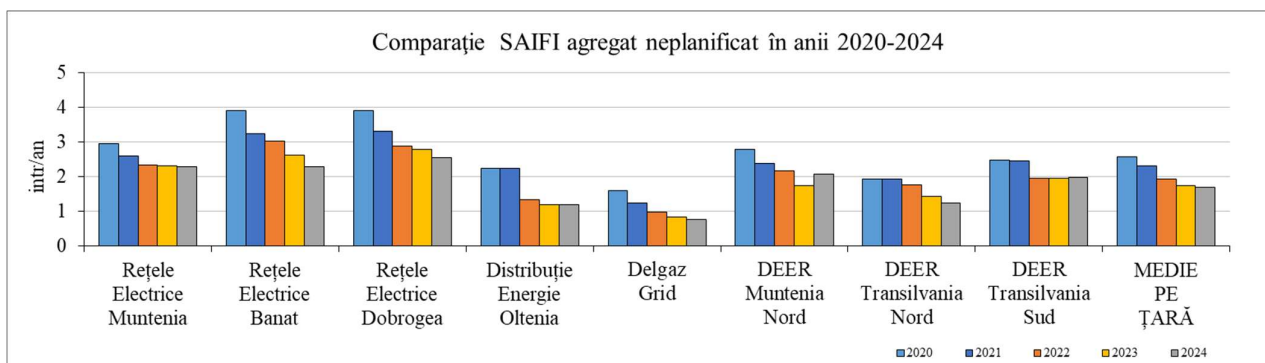
Situația valorilor principalilor indicatori de continuitate înregistrați în anul 2024, față de cele din anul 2023, este următoarea:

- SAIFI planificat = 0,56 într./an în anul 2024, față de 0,52 într./an în anul 2023;
- SAIFI neplanificat = 1,70 într./an în anul 2024, față de 1,74 într./an în anul 2023;
- SAIDI planificat = 131 min./an în anul 2024, față de 134,5 min./an în anul 2023;
- SAIDI neplanificat = 98 min./an în anul 2024, față de 103,9 min./an în anul 2023.



În figurile de mai jos este prezentată situația evoluției indicatorilor de continuitate a serviciului de distribuție a energiei electrice pe ultimii 5 ani:





2.2.4 Indicatorul AIT la IT

Timpul mediu de întrerupere, AIT (Average Interruption Time), este un indicator general care se determină doar pentru întreruperile care se produc la tensiunea de 110 kV, care au efect asupra utilizatorilor la toate tensiunile: JT, MT, IT.

Timpul mediu de întrerupere AIT reprezintă perioada medie echivalentă de timp, exprimată în minute, în care a fost întreruptă alimentarea cu energie electrică la utilizatori (JT, MT, IT) din cauza incidentelor produse la IT, pentru toate categoriile de întreruperi:

$$AIT = 8760 \times 60 \times \frac{ENS}{AD} \text{ [min/an]}$$

unde:

- ENS (Energy Not Supplied) – energia nelivrată, definită ca fiind energia totală nelivrată utilizatorilor alimentați (deserviți) de OD, din cauza întreruperilor la IT;
- AD (Annual Demand) - consumul anual de energie electrică (fără pierderile din RED) la nivelul OD, egal cu energia electrică distribuită anual;

În tabelul următor se prezintă valorile înregistrate în cursul anului 2024:

Tabelul nr. 2.2.4

	Rețele Electrice Muntenia	Rețele Electrice Banat	Rețele Electrice Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	MEDIE PE ȚARĂ
ENS [MWh]	1,48	9,27	58,98	46,20	31,80	1,50	0,00	0,05	18,66
AIT[min/an]	0,10	1,11	8,50	13,69	3,44	0,13	0,00	0,00	3,37

După cum se observă, valorile cele mai mari ale AIT și ENS se înregistrează în cazul operatorului Distribuție Energie Oltenia.

2.3. CALITATEA TEHNICĂ A ENERGIEI ELECTRICE

Pentru urmărirea calității tehnice a energiei electrice, *Standardul* prevede obligația fiecărui OD de a realiza monitorizarea acesteia într-un număr semnificativ de stații electrice, cu ajutorul unor analizoare de calitate a energiei electrice adecvate. Aparatele de monitorizare trebuie să permită cel puțin măsurarea, înregistrarea și analizarea următoarelor mărimi referitoare la tensiune: întreruperile tranzitorii, întreruperile scurte și lungi, frecvența, valoarea efectivă a tensiunii, golurile de tensiune, supratensiunile temporare la frecvența industrială (50 Hz) între faze și pământ sau între faze, fenomenul de flicker, variațiile rapide și lente de tensiune, armonicile, interarmonicile, factorul total de distorsiune armonică, nesimetria sistemului trifazat de tensiuni. De asemenea, aparatele trebuie să permită înregistrarea și măsurarea undei fundamentale și a armonicilor curenților.

Având în vedere recomandările din standardul european EN 50160:2010 *Caracteristici ale tensiunii în rețelele electrice publice de distribuție*, începând cu anul 2016 operatorii concesionari de distribuție a energiei electrice din România au avut obligația de înregistrare într-o formă mai detaliată a golurilor de tensiune, respectiv a supratensiunilor temporare.

Analizoarele de rețea monitorizează cu acuratețe toți parametrii din *Standard*, care sunt în concordanță cu cei prevăzuți în SR EN 50160. Pentru factorul total de distorsiune armonică (armonici cu rangul 2 – 25), se precizează numărul de săptămâni în care s-au înregistrat depășiri ale valorilor permise prin *Standard*, iar valoarea maximă se consemnează numai dacă există depășiri.

În cadrul art. 37 al noului standard de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 46/2021, a fost impusă respectarea unui calendar de implementare a monitorizării calității energiei electrice în stații electrice și posturi de transformare, respectiv atingerea pragurilor de monitorizare de 50 % din numărul stațiilor electrice și 20 % din numărul posturilor de transformare până la finalul anului 2023, cu mențiunea că standardul prevede ca în cadrul gradului de monitorizare menționat, posturile de transformare monitorizate includ și posturile de transformare care alimentează în totalitate utilizatori integrați în sisteme de măsurare inteligentă a energiei electrice.

În anul 2024 situația statistică referitoare la gradul de monitorizare integral al calității energiei electrice în stații electrice (monitorizarea tuturor parametrilor definiți în standard) este următoarea:

Tabelul nr. 2.3.1

Indicator	Rețele Electrice Muntenia	Rețele Electrice Banat	Rețele Electrice Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud
Nr. st. de transf. 110kV	70	97	125	144	126	128	93	102
Stații cu analizoare	50	72	54	86	116	66	48	55
Procent monitorizare	71,42 %	74,22 %	43,2 %	59,72 %	92 %	51,56 %	51,61 %	53,92 %

Situația statistică referitoare la gradul de monitorizare integral al calității energiei electrice în posturi de transformare (monitorizarea tuturor parametrilor definiți în standard) este următoarea:

Tabelul nr. 2.3.2

Indicator	Rețele Electrice Muntenia	Rețele Electrice Banat	Rețele Electrice Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud
Nr. de posturi de transformare	9.841	9.057	6.638	10.646	11.445	10.426	9.490	9.600
Posturi de transformare monitorizate integral conform standard	1.589	1.563	1.157	2.103	2.707	34	-	-
Procent monitorizare	16,15%	17,25%	17,43%	19,75%	23,65%	0,32%	0 %	0 %

Menționăm faptul că gradul de monitorizare prezentat mai sus nu include numărul semnificativ al posturilor de transformare pentru care s-au făcut înregistrări parțiale ale parametrilor definiți prin standard.

2.3.1. Rețele Electrice Muntenia

La Rețele Electrice Muntenia s-au făcut înregistrări ale principalilor parametri ai calității energiei electrice în 50 stații electrice (stațiile Academia Militară, Afumati, Arcuda, București Nord, Balta Albă, Băneasa, București Centru, Chitila, Copaceni, Cotroceni, Crângași, Clejani, Colibași, Cucuruzu, Dr. Morarilor, Dragomirești, Drumul Taberei, Dudești, D. Leonida, FCME, Filaret, , Giurgiu Nord, Giurgiu Vest, IFA, Increst, Iremoas, Jilava, Laromet, Mașini Grele, Mihailesti, Mega Mall, Militari, Marsa, Obor, Otopeni, Popesti, Pajura, Radu Zane, Răzoare, Salaj, Solex, Tancabesti, Timpuri Noi, Titan, Toporași, Transilvania, Văcărești, Vulcan, Uzun, Zahar) într-un număr de 110 puncte de analiză, pe o durata medie de analiză de 46 săptămâni din an. În stațiile electrice analizate, s-au înregistrat depășiri ale limitelor normale ale variației de tensiune în stația Solex (o săptămână din 53 analizate) și a valorii normate de flicker pe termen lung în stația Jilava (20 săptămâni din 27 săptămâni analizate).

De asemenea, Rețele Electrice Muntenia a realizat înregistrări într-un nr. de 1589 posturi de transformare.

2.3.2. Rețele Electrice Banat

La Rețele Electrice Banat s-au făcut înregistrări ale principalilor parametri ai calității energiei electrice în 72 stații electrice (stațiile Aninoasa Nord, Arena Lupeni, Armeniș, Azur, Baița, Balta Sărată, Bârzava, Bocșa, Brad, Bucovina, Bujac, Buziaș, CFR Câmpuri Surduc, Calacea, Calan, Caprioara, Cărpiniș, Certej, Cetate, Chișineu Criș, Cimești, Ciudanovița, Crișcior, Crușovaș, Curtici, Decebal, Deta, Dumbrăvița, Făget, Fratelia, Gai, Gataia, Ghelar, Hunedoara Oraș, I.M.Oraștie, IM Timișoara, IRUM, IURT Lugoj, Ilia, Jimbolia, Lipova, Livezeni, Lonea, Lovrin, Lugoj, Lupeni Sud, Mociur, Moldova Nouă, Mureșel, Musicescu, Nădlag, Orăștie, Oravița, Orțișoara, Oțelu Rosu, Oxigen, Paulis, Petrila, Petroșani Sud, Poltura, Ponor, Rușchița, Samnicolau Mare, Satchinez, Șemlac, Simeria, Teliuc, Topleț, UV Arad, Uricani, Venus, Vulcan), într-un număr de 113 puncte de analiză, pe durata medie de analiză de 53 săptămâni.

În stațiile analizate s-au înregistrat depășiri ale limitelor normate de variație a tensiunii în cazul stațiilor Azur (8 săptămâni), Paulis (2 săptămâni) și Vulcan (2 săptămâni), depășiri ale valorilor normate ale factorului de distorsiune armonică în stațiile Jimbolia (2 săptămâni), Mureșel (o săptămână), precum și ale factorului de nesimetrie de secvență negativă în stațiile Oțelu Roșu (5 săptămâni) și Paulis (8 săptămâni).

S-a înregistrat depășirea valorii maxime a armonicelor în stațiile Armeniș (A15 – o săptămână), Cîrnești (A15 – 6 săptămâni), IM Timișoara (A3, A4, A6 – câte o săptămână), Jimbolia (A2-A25 – câte 2 săptămâni), Paulis (A2, A4, A6, A8, A10 – câte 3 săptămâni).

Se remarcă înregistrarea de depășiri ale valorii normate de flicker pe termen lung în majoritatea stațiilor monitorizate, pe un număr semnificativ de săptămâni de analiză.

De asemenea, Rețele Electrice Banat a realizat înregistrări într-un nr. de 1.563 posturi de transformare.

2.3.3. Rețele Electrice Dobrogea

La Rețele Electrice Dobrogea s-au făcut înregistrări ale principalilor parametri ai calității energiei electrice în 54 stații electrice (stațiile Abator, Babadag, Baia, Basarabi, Bordeni, Călărași, Centru, Chirnogeni, Cișmeaua Nouă, Costinești, Depozite, Dragalina, Ecluză Cernavodă, Fetești, Gălbiori, Hârșova Oraș, Isaccea, Lehliu, Lumina, Măcin, Mamaia, Mangalia Nord, Marmura, Medgidia, Medgidia Nord, Mihai Viteazu, Mircea Vodă, Neptun, Nicolae Bălcescu, Ostrov, Palas Sud, Petrol Sud, Pietroiu, SN Constanța, SN Mangalia, Săcele, Sarinasuf, Slobozia Nord, Slobozia Sud, Stejaru, Tăbăcărie, Tomis Nord, Topalu, Topolog, Tulcea Oraș, Viroaga, Zebil, Zebil Nord, Rasova, Sitorman, Năvodari, Tortumanu), în 79 puncte de analiză, pe durată medie de 53 săptămâni.

Conform datelor raportate s-au înregistrat următoarele depășiri:

- depășiri ale limitelor normate de variație a tensiunii în stațiile Cișmeaua Nouă (19 săptămâni), Măcin (3 săptămâni), Mihai Viteazu, Ostrov, Pietroiu (câte 2 săptămâni), Babadag, Gălbiori, Hârșova, Hârșova Oraș, Sarinasuf, Tăbăcărie, Topalu, Zebil, Sitorman (câte o săptămână);
- depășiri ale valorii normate de flicker, pe termen lung în stațiile Hârșova Oraș (22 săptămâni), Călărași (21 săptămâni), Cișmeaua Nouă, Depozite, Dragalina, Fetești, Gălbiori, Medgidia, Medgidia Nord, Mircea Vodă, Nicolae Bălcescu, SN Mangalia, Sarinasuf, Topolog (câte o săptămână);
- depășirea valorilor maxime ale armonicilor de tensiune s-a înregistrat în stațiile Mihai Viteazu (A4 – o săptămână, A6 – 4 săptămâni, A8 – 2 săptămâni). Ostrov (A19 – 11 săptămâni, A21-14 săptămâni);
- depășirea valorii normate a factorului de nesimetrie de secvență negativă s-a înregistrat în stațiile Babadag (53 săptămâni), Basarabi (53 săptămâni), Isaccea (50 săptămâni), Măcin (47 săptămâni), Marmura (23 săptămâni), Ostrov, Tulcea Oraș și Rasova (câte o săptămână).

De asemenea, Rețele Electrice Dobrogea a realizat înregistrări într-un nr. de 1157 posturi de transformare.

2.3.4. Distribuție Energie Oltenia

La Distribuție Energie Oltenia s-au făcut înregistrări ale principalilor parametri ai calității energiei electrice în 82 stații electrice (stațiile Câmpulung, Electroargeș, FMEP, Argeș Sud, Rucăr, Mozăceni, Pătroia, Pitești Nord, Pitești Vest, Mioveni, Schitu Golești, Valea Danului, Textila, Băilești, Basarabi, Craiova Centru, Craiova Est, Craiova Sud, Craiovița, DIF, Almaj, Moflești, Prefabricate, Strebaia, Ziec, Alexandria, Blejești, Drăgănești Vlasca, Hârlești, Măgura, Olt, Preajba, Roșiori, Zimnicea Port, Videle, Vișoara, Alunu, Bălcești, Căzanești, Horezu, Jibla, Ladești, Traian, Marcea, Vâlcea Nord, Vâlcea Sud, Balș, Caracal Sud, Corabia, Iancu Jianu, Icoana, Marmura, Potelu, Scornicești, Slatina Nord, Studina, Milcov, Anelope, Banovița, Cujmir, Gruia, Bărbăești, Bârsești, Cărbunești, Godinești, IUM, Jilt, Lupoia, Motru, Parângu, Peșteana, Pinoasa, Pojaru, Seciuri, Stoina, Tg. Jiu Sud, Roșia, Roșița, Valea Mare, Turburea, Ticleni 1 și Ticleni 2), în 86 puncte de analiză, pe o durată medie de 51 săptămâni.

Depășirea limitelor normate de variație a tensiunii s-a înregistrat într-un număr semnificativ de săptămâni în stațiile Vâlcea Sud (49 săptămâni), Roșia (23 săptămâni), Olt (23 săptămâni), Scornicești (16 săptămâni) și într-un număr de 1-9 săptămâni în restul stațiilor electrice.

S-a înregistrat depășirea valorilor normate de flicker pe termen lung în 57 stații electrice, din care pe o durată care depășește 10 săptămâni în stațiile Câmpulung, Almaj, Moflești, Pleajba, Videle, Horezu, Balș, Corabia, Scornicești, Cujmir, Bârsești și Cărbunești.

În stațiile analizate nu s-a înregistrat depășirea valorilor normate ale armonicilor de tensiune și a factorului de distorsiune armonică.

În cazul factorului de nesimetrie de secvență negativă, s-au înregistrat depășiri în cazul a 16 stații electrice, din care se remarcă stația Textila cu 48 săptămâni de depășiri.

De asemenea, Distribuție Energie Oltenia a realizat înregistrări într-un nr. de 2328 analizoare de calitate +1523 dataconcentratoare din posturi de transformare, din care doar în 2103 posturi de transformare s-au realizat înregistrări a tuturor parametrilor de calitate solicitați prin standard.

2.3.5. Delgaz Grid

La Delgaz Grid s-au făcut înregistrări ale principalilor parametri ai calității energiei electrice în 116 stații electrice (stațiile Bucovina, Bălcescu, Buhuși, Comănești, Conțești, Dărmănești, Filipești, Gherăiești, Glăvănești, Letea, Mărgineni, Milcov, Moinești, Onești, Partizan, Răcăciuni, Sișcani, Tarița, Ocna, Zemes, Abator, Blocuri, Botoșani, Bucecea, Cătmărești, Darabani, Dorohoi, Flămânzi, Hudum, Ripiceni, Săveni, Trusești, B4, Belcești, Breazu, Bularga, Comarna, Delphi, Galata, Gorban, Hârlău, Iași Sud, Iași Centru, Manta Roșie, Pașcani, Podu Iloaei, Raducăneni, Regie, Sculeni, Tătărași, Tehnoton, Tg. Frumos, Bănești, Trifești, Tutora, Ulei, Vatra, Vlădeni, Cariera, Ciment, Ciritei, Dodeni, IMR, Izvoare, PAL Neamț, Neamț Centru, Neamț Gară, Poiana Teiului, Roman Laminor, Roman Oraș, Roman Sud, Roman Vest, Roznov, Sărata, Săvinești, Tg. Neamț, Tupilați, Automecanica, Barnar, Burdujeni, Câmpulung Moldovenesc, Combinat, Conexiuni, Delnita, Dolhasca, Egger, Falticeni, Frasin, Gura Humor, Hurmuzachi, Iacobeni, Itcani, Mirauți, PAL, Rădauți, Radiatoare, Rulment, Siret, Solca, Tricotaje, V. Dornei, Verești, Vicov, Bârlad, Crâng, Delea, Fălcu, Huși, Murgeni, Negrești, Reditu, Roșiești, Simila, Stănilăești, Vaslui, Verișoia).

S-au înregistrat depășiri ale limitelor normate de variație a tensiunii în stațiile Bălcescu (3 săptămâni), Buhuși (2 săptămâni), Comănești (13 săptămâni), Conțești (3 săptămâni), iar depășirea valorii normate a flickerului pe termen lung s-a înregistrat într-un majoritatea stațiilor electrice, în medie în 32 săptămâni pe stație electrică, depasiri înregistrate pe parcursul a minim 6 saptamani si maxim 46 saptamani. Conform OD, acest lucru se explică prin faptul ca flickerul este produs de variatiile/fluctuatiile de tensiune generate de variatiile de putere (în special cele de putere reactivă) care apar la conectarea/deconectarea întrerupătoarelor în sarcină la manevrele programate și avarii.

S-a înregistrat depășirea valorilor maxime ale anumitor armonici de tensiune în 28 de statii. În stațiile Filipești, Milcov și Hârlău s-au înregistrat depășiri ale limitelor pentru un număr ridicat de armonici. Cele mai frecvente depășiri s-au înregistrat pe armonicile pare 6 și 8, respectiv armonica impară 15.

În stațiile analizate s-a înregistrat depășirea valorilor normate ale factorului de distorsiune armonică în cazul stațiilor Conexiuni (6 săptămâni), Barnar (4 săptămâni), Filipești (2 săptămâni), Bălcescu, Milcov, Bucecea, Hârlău, Podu Iloaei, Sculeni, Dodeni, Roman Oraș (câte o săptămână), iar depășirea valorilor normate ale factorului de nesimetrie de secvență negativă s-a înregistrat în peste 10 săptămâni în cazul stațiilor Săvinești, Flămânzi, Dolhasca, Iacobeni, Comarna, Răducăneni, Trifești, Delnita, Belcești, Cariera, Dornei, Vetrisoia, iar între 1-10 săptămâni s-a înregistrat în cazul stațiilor Radiatoare, Tutora, Ciment, Barnar, V. Delea, Balcescu, Automecanica, Simila, Egger, Filipesti, Siret, Vaslui, Letea, Botosani, Bucecea, Harlau, Izvoare, PAL Neamt , Conexiuni, Gura Humorului, Radauti și Rosiesti.

De asemenea, Delgaz Grid a realizat înregistrări într-un nr. de 2707 posturi de transformare.

2.3.6. DEER Muntenia Nord

La DEER Muntenia Nord s-au făcut înregistrări ale principalilor parametri ai calității energiei electrice în 66 stații electrice (Brăila Sud, Cuza Vodă, Făurei, Hipodrom, Ianca, Însurăței, Maxineni, Pisc, Port

Brăila, Urleasca, Buzău Est, Săhăteni, Beceni, Buzău Nord, Buzău Sud, Costieni, Crâng, FUM, Pogoanele, Rm. Sărat, Ceil, Focșani Nord, Gugești, Măgura, Mărășești, Vulturu, Abator, Cudălbi, Dunărea, Foltești, Frumușita, Galați Nord, Laminor, Liești, Pechea, Port, Schela, SPA Dunărea, Tg. Bujor, Vânători, Băicoi, Băltești, Berceni, Bușteni, Columbia, Doftana, Movila Vulpilor, Olteni, Păstârnacu, Ploiești Crâng, Ploiești Nord, Ploiești Sud, Sinaia, Tătari, Urlați, Valea Largă, Văleni, Vega, Aninoasa, Crovu, Fieni, Găești, Lespezi, Mavrodin, Titu, Voievozilor), pe o durată de analiză medie de 52 săptămâni.

S-au înregistrat depășiri ale limitelor normate de variație a tensiunii pentru un număr de 45 stații electrice, din care pe un număr de 10-48 săptămâni în stațiile Cuza Vodă (37 săptămâni), Măxineni (12 săptămâni), Buzău Nord (22 săptămâni), Rm. Sărat (11 săptămâni), Abator (18 săptămâni), Foltești (11 săptămâni), Frumușita (14 săptămâni), Liești (15 săptămâni), Vânători (33 săptămâni), Băltești (45 săptămâni), Berceni (30 săptămâni), Păstârnacu (14 săptămâni), Tătăreni (26 săptămâni) și Titu (17 săptămâni).

De asemenea depășirea valorii normate de flicker pe termen lung s-a realizat într-un număr de 31 stații electrice, în mare parte între 1 și 5 săptămâni, cu excepția stației Buzău Sud pentru care s-a înregistrat depășiri în 44 săptămâni.

S-a înregistrat depășirea valorilor maxime pentru armonici în stațiile Cuza Vodă (A4-1, A5-2, A6-1, A8-1, A10-1, A12-1), Port Brăila (A3-36, A9-17), Ulreasca (A5-3) și Valea Largă (A15-48).

În stațiile monitorizate nu s-au înregistrat depășiri ale factorului de distorsiune armonică și ale factorului de simetrie de secvență negativă.

De asemenea, DEER Muntenia Nord a realizat înregistrări conform standardului într-un nr. de 366 posturi de transformare, din care numai în 34 s-au făcut înregistrări ale tuturor parametrilor de calitate impusi prin standard, în restul înregistrându-se doar o mică parte din parametrii prevăzuți în standard.

2.3.7. DEER Transilvania Nord

La DEER Transilvania Nord s-au făcut înregistrări ale principalilor parametri ai calității energiei electrice în 48 stații electrice (Abator, Alesd, Baci, Baia Sprie, Baia Mare, Baița, Beclean, Beiuș, Carei, Carei Unio, CEF Ciuperceni, CET 2 Oradea, Cluj Nord, Dej Sud, Dej Cuzdrioara, Gherla, Huedin, Jucu, Lechinta, Leordina, Mihai Viteazu, Marghita, Nadas, Năsăud, Nistru, Oradea Centru, Pietrosu, Poiana, Prundu Bârgăului, Rodna, Săcueni, Salonta, Sarmașag, Sasar, Satu Mare, Seini, Sighet, Simleu Silvaniei, Stei, Tasnad, Tg. Lăpuș, Tileagd, Unirea, Vâscău, Valenta, Viișoara, Vișeu, Zalău), în 53 puncte de analiză, pe durata medie de 52 săptămâni.

Depășirea valorii normate de flicker pe termen lung s-a înregistrat în cazul stațiilor Salonta (10 săptămâni), Sighet (7 săptămâni), Lechinta, Huedin și Beclean (câte 5 săptămâni) și într-un nr. de alte 27 stații electrice pe durata a 1-4 săptămâni. Conform OD, depășirea nivelului de flicker a fost cauzată în special de condițiile meteo, caracterizate de vânt puternic, furtună, descărcări electrice dar și acțiunii păsărilor și vegetației care au determinat multiple defecte cu caracter trecător și permanent, eliminate de protecțiile de pe liniile aeriene și de funcționarea automatizărilor RAR.

Depășirea limitelor normale de variație a tensiunii s-a înregistrat în cazul stațiilor Ciuperceni (52 săptămâni), Sighet și Simleu Silvaniei (câte o săptămână), Nu s-au înregistrat depășiri ale valorilor normate ale armonicilor, ale factorului de distorsiune armonică și ale factorului de simetrie de secvență negativă.

De asemenea, DEER Transilvania Nord a realizat înregistrări într-un nr. de 463 posturi de transformare, în care s-au înregistrat decât o mică parte din parametrii prevăzuți prin standard.

2.3.8. DEER Transilvania Sud

La DEER Transilvania Sud s-au făcut înregistrări ale principalilor parametri ai calității energiei electrice în 55 stații electrice (Blaj, Teiuș, Petrești, Ocna Mureș, Aiud, Zizin, IABv, Poiana, Metrom, Râșnov, Brașov Centru, Bartolomeu, Hoghiz, Hidromecanica, Tractorul, ICA Ghimbav, Codlea, Cristian, Ghimbav, Predeal, Săcele, Rulmentul, Astra, Stupini, Racadau, Fagaras, Ucea, Tohan, Harman, Bod, Câmpu Frumos, Sfântu Gheorghe, Tg. Secuiesc, Valea Crișului, Întorsura Buzăului, Covasna, Capeni, Miercurea Ciuc, Fagul, Odorhei, Tabăra, Tractorul, Borsec, Oltul, Vlahața, Reghin, Ladus, Sighișoara, Tg. Mures, Mureseni, Cislădie, Sibiu Nord, Marsa, Agnita, Dumbrava), pe durata de analiză de 52 săptămâni.

S-au înregistrat depășiri ale valorii normate de flicker pe termen lung în cazul stațiilor Tractorul și Bod (câte 4 săptămâni), Stupini, Câmpu Frumos și Cislădie (câte 3 săptămâni) și în alte 12 stații electrice pe durata de 1-2 săptămâni.

De asemenea s-au înregistrat depășiri ale valorilor normate ale armonicelor în stațiile Zizin (A15 – 5 săptămâni) și IABv (A15 – 22 săptămâni).

În stațiile analizate nu s-au înregistrat depășiri ale valorilor normate ale limitelor normate de variație a tensiunii, ale factorului de distorsiune armonică și ale factorului de asimetrie de secvență negativă.

De asemenea, DEER Transilvania Sud a realizat înregistrări într-un nr. de 243 posturi de transformare, în care s-au înregistrat decât o mică parte din parametrii prevăzuți prin standard.

Datele privitoare la principalii parametri tehnici de calitate a energiei electrice înregistrați de OD în anul 2024 se regăsesc în cadrul anexei nr. 6.

2.4. CALITATEA COMERCIALĂ A SERVICIULUI DE DISTRIBUȚIE A ENERGIEI ELECTRICE

2.4.1. Avize tehnice de racordare

Numărul total de *cereri de avize tehnice de racordare* (ATR) la rețeaua electrică de interes public a fost 289.643 în anul 2024 (comparativ cu 275.541 în anul 2023), cu următoarea distribuție pe OD:

Tabelul nr. 2.4.1.1

OD	Rețele Electrice Muntenia	Rețele Electrice Banat	Rețele Electrice Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
Număr de cereri de ATR primite	48.224	30.599	23.736	38.219	30.152	32.650	45.842	40.221	289.643

Nu s-au putut emite ATR (din cauza documentației incomplete sau din motive tehnice) pentru 6.070 solicitări, respectiv 2,1 % din totalul cererilor.

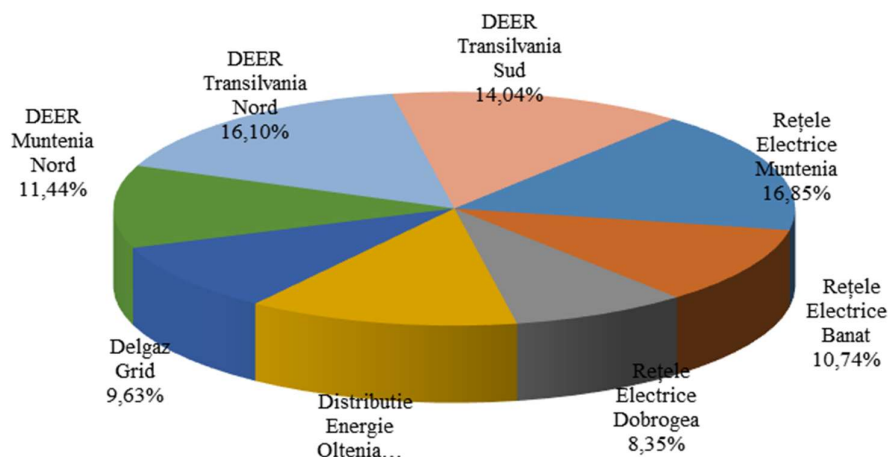
Numărul total de cereri la care nu s-a răspuns în termenul legal de 30 de zile a fost de 10.691, care reprezintă 3,69 % din totalul solicitărilor anului 2024 (față de un procent de 3,77 % înregistrat în anul 2023).

Numărul total de *ATR emise* în anul 2024 se prezintă în tabelul următor:

Tabelul nr. 2.4.1.2

OD	Rețele Electrice Muntenia	Rețele Electrice Banat	Rețele Electrice Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
Număr de ATR emise	47.788	30.465	23.680	36.410	27.317	32.436	45.664	39.813	283.573
Procent din nr. total de cereri primite (%)	99,10%	99,56%	99,76%	95,27%	90,60%	99,34%	99,61%	98,99%	97,90%

Numărul de cereri de ATR emise de fiecare OD (% din total țară) în anul 2024



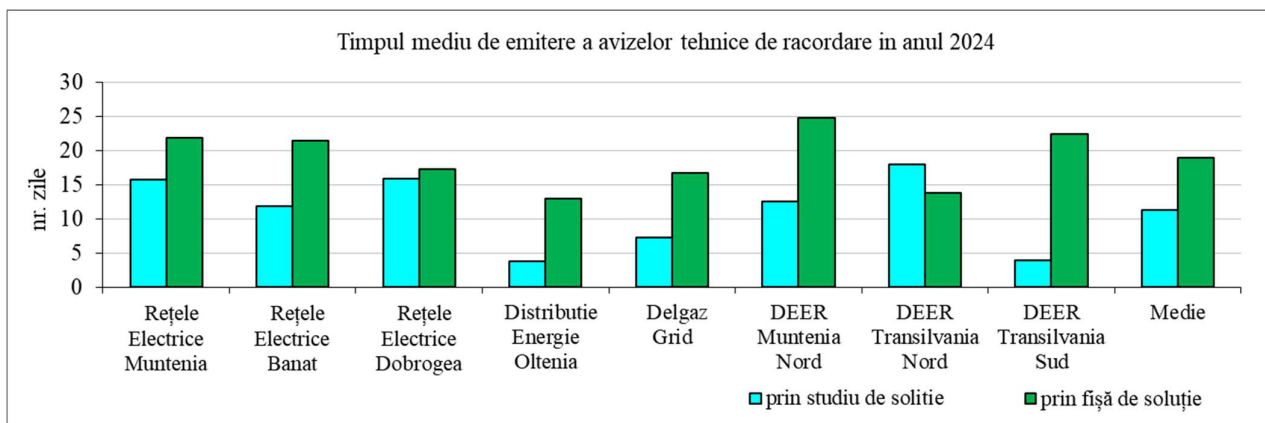
Numărul maxim de ATR emise s-a înregistrat la Rețele Electrice Muntenia (47.788 / 16,85 % din total) iar numărul minim s-a înregistrat la Rețele Electrice Dobrogea (23.680 / 8,35 % din total).

Timpul mediu de emitere a avizului tehnic de racordare de la depunerea documentației complete, calculat la nivelul întregii țări, pentru cazul în care soluția a fost stabilită prin studiu de soluție a fost de 11 zile (față de 12 zile în anul 2023), iar pentru cazul în care soluția a fost stabilită prin fișă de soluție a fost de 19 zile (față de 20 zile în anul 2023), cu următoarea repartizare pe OD:

Tabelul nr. 2.4.1.3

OD		Rețele Electrice Muntenia	Rețele Electrice Banat	Rețele Electrice Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilva nia Nord	DEER Transilva nia Sud	MEDIE PE ȚARĂ*
Timpul mediu de emitere a ATR pentru soluția stabilită prin	Studiu de soluție	16	12	16	4	7	12	18	4	11
	Fișă de soluție	22	21	17	13	17	25	14	22	19

* medie ponderată cu numărul de ATR emise



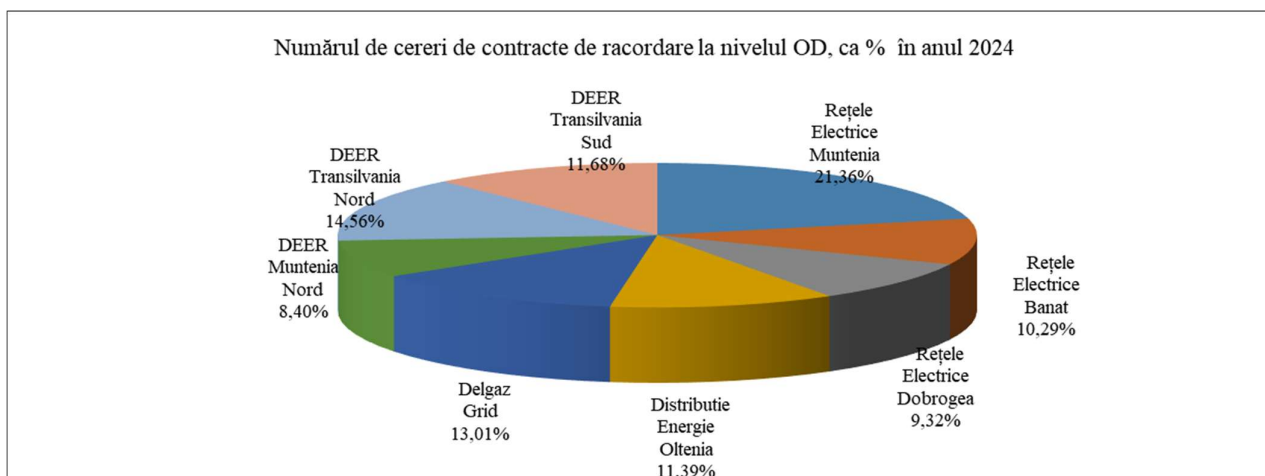
Timpul mediu de emitere a ATR când soluția este stabilită pe baza de studiu de soluție a depășit limita termenului maxim de 10 zile admis prin *Standard* în cazul operatorilor Rețele Electrice Muntenia, Rețele Electrice Banat și Rețele Electrice Dobrogea, respectiv DEER Muntenia Nord și DEER Transilvania Nord.

2.4.2. Contracte de racordare

Numărul total de *cereri de contracte de racordare* în anul 2024 a fost de 159.220. Situația este prezentată în tabelul următor:

Tabelul nr. 2.4.2.1

OD	Rețele Electrice Muntenia	Rețele Electrice Banat	Rețele Electrice Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
Utilizatori JT (utilizatori casnici)	33.713 (9.889)	16.149 (9.807)	14.625 (6.546)	17.609 (13.514)	20.586 (16.642)	12.988 (9.393)	22.809 (18.054)	18.367 (14.701)	156.846 (98.546)
Utilizatori MT	289	215	198	498	124	363	359	204	2.250
Utilizatori IT	8	16	18	33	1	16	11	21	124



Cele mai multe cereri de contracte de racordare s-au înregistrat la Rețele Electrice Muntenia (21,36 % din total), iar numărul cel mai mic s-a înregistrat la DEER Muntenia Nord (8,4 % din numărul total de cereri).

Numărul total de *contracte de racordare încheiate* a fost de 155.697, reprezentând cca. 97,9 % din cererile de contracte de racordare înregistrate, cu următoarea repartizare pe OD:

Tabelul nr. 2.4.2.2

OD	Rețele Electrice Muntenia	Rețele Electrice Banat	Rețele Electrice Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
Utilizatori JT	33.562	16.118	14.604	14.775	20.497	12.781	22.692	18.483	153.512
Utilizatori MT	267	213	187	391	120	346	350	201	2.075
Utilizatori IT	0	16	19	27	1	15	10	22	110

Timpul mediu de încheiere a contractelor de racordare în anul 2024 a înregistrat o valoare medie pe țară de 3 zile, repartizat la nivel de OD astfel:

Tabelul nr. 2.4.2.3

OD	Rețele Electrice Muntenia	Rețele Electrice Banat	Rețele Electrice Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	MEDIE PE ȚARĂ
Timpul mediu de încheiere a contractului de racordare	2	6	5	2	2	1	1	3	3

Timpul mediu de încheiere a contractelor de racordare a avut o valori medii situate sub limita termenului de 10 zile calendaristice prevăzute în *Standard*.

Numărul de cereri de contracte de racordare nefinalizate/nesoluționate a fost de 873, respectiv 0,6 % din totalul numărului de cereri, cu distribuția:

Tabelul nr. 2.4.2.4

OD	Rețele Electrice Muntenia	Rețele Electrice Banat	Rețele Electrice Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
Utilizatori JT	8	4	2	160	89	209	125	208	805
Utilizatori MT	2	1	6	18	4	18	8	8	65
Utilizatori IT	0	1	0	0	0	1	1	0	3

Numărul de cereri de contracte de racordare la care nu s-a răspuns în termenul legal a fost de 6.278, respectiv 4 % din numărul total de solicitări, astfel:

Tabelul nr. 2.4.2.5

OD	Rețele Electrice Muntenia	Rețele Electrice Banat	Rețele Electrice Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
Numărul de cereri de contracte de racordare la care nu s-a răspuns în termenul legal	1.369	2.394	1.801	-	2	127	76	509	6.278

2.4.3. Contracte pentru serviciul de distribuție

Numărul total de cereri de încheiere a contractelor pentru serviciul de distribuție a fost de 699.549 (față de 729.122 în anul 2023), repartizat astfel:

Tabelul nr. 2.4.3.1

OD	Rețele Electrice Muntenia	Rețele Electrice Banat	Rețele Electrice Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
Utilizatori JT	92.366	66.371	42.738	9	196.355	70.662	112.273	109.921	690.695
Utilizatori MT	1.256	1.018	677	-	2.076	668	2.010	1.039	8.744
Utilizatori IT	6	18	12	-	29	9	12	24	110

Numărul maxim de cereri de contracte pentru serviciul de distribuție, cca. 28,4 %, s-a înregistrat la operatorul Delgaz-Grid (față de situația anului 2023 în care același operator a înregistrat un procent de 37 %).

Timpul mediu de încheiere a contractelor de distribuție a fost de 3 zile la JT și MT și 2 zile la IT, după cum urmează:

Tabelul nr. 2.4.3.2

OD	Rețele Electrice Muntenia	Rețele Electrice Banat	Rețele Electrice Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
Utilizatori JT	3	3	3	3	1	3	4	4	3
Utilizatori MT	3	2	2	-	1	3	4	4	3
Utilizatori IT	1	0	1	-	1	3	4	4	2

Timpul mediu de încheiere a contractelor de distribuție se încadrează la toți operatorii în termenul maxim prevăzut de *Standard*, respectiv 20 de zile calendaristice de la înregistrarea cererii de încheiere a contractului, însoțită de documentația completă.

2.4.4. Procesul de racordare

Durata medie a procesului de racordare, care reprezintă timpul dintre data depunerii cererii de racordare cu documentația de justificare completă până la data punerii sub tensiune a instalației de utilizare, are următoarea repartizare pe OD:

Tabelul nr. 2.4.4.1

OD	Rețele Electrice Muntenia	Rețele Electrice Banat	Rețele Electrice Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	MEDIE PE ȚARĂ
Durata medie a procesului de racordare [zile]	JT	137	167	131	124	142	180	134	191
	MT	498	452	433	308	427	320	294	417

Durata medie a procesului de racordare la JT a avut o valoare de 151 zile la nivelul întregii țări (față de 148 zile în anul 2023 și 114 zile în anul 2022), situându-se între 124 zile la Distribuție Energie Oltenia și 191 zile la DEER Transilvania Sud.

Durata medie a procesului de racordare la MT a avut o valoare de 393 zile la nivelul întregii țări (față de 293 zile în anul 2023 și 247 zile în anul 2022), cu o valoare minimă de 308 zile la Distribuție Energie Oltenia și o valoare maximă de 498 zile la Rețele Electrice Muntenia.

Costul mediu de racordare are următoarea repartizare pe OD:

Tabelul nr. 2.4.4.2

OD	Rețele Electrice Muntenia	Rețele Electrice Banat	Rețele Electrice Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	MEDIE PE ȚARĂ
Costul mediu de racordare [lei] ¹⁾	JT	2.595	3.238	2.765	3.108	3.694	4.405 ²⁾	5.251 ²⁾	4.133 ²⁾
	MT	141.972	121.910	105.162	199.718	173.746	240.007 ²⁾	308.862 ²⁾	355.686 ²⁾

1) Cost mediu de racordare pe utilizator racordat, achitat operatorului de distribuție (tarif pentru emitere ATR + cost studiu de soluție + tarif de racordare);

2) Date corectate de DEER ca urmare a sesizării unor discrepanțe evidente față de valorile altor operatori.

Costul mediu de racordare la JT a fost de 3.649 lei la nivelul întregii țări (față de 4.638 lei în anul 2023 și 2.222 lei în anul 2022) cu o valoare minimă de 2595 lei la Rețele Electrice Muntenia și o valoare maximă de 5.251 lei la DEER Transilvania Nord.

Costul mediu de racordare la MT a fost de 205.883 lei la nivelul întregii țări (200.809 lei în anul 2023 și 113.323 lei în anul 2022) cu o valoare minimă de 105.162 lei la Rețele Electrice Dobrogea și o valoare maximă de 355.686 lei la DEER Transilvania Sud.

2.4.5. Reclamații

Numărul total de reclamații referitoare la racordare/ contestații ATR în anul 2024 a fost de 8.917 la nivelul întregii țări, cu un timp mediu de răspuns de 18 zile la JT, 20 zile la MT și 25 zile la IT, după cum urmează:

Tabelul nr. 2.4.5.1

OD		Rețele Electrice Muntenia	Rețele Electrice Banat	Rețele Electrice Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	TOTAL ȚARĂ
Număr reclamații	JT	4521	1.388	1.142	1	69	853	301	445	8.720
	MT	116	55	20	-	-	-	-	-	191
	IT	0	2	4	-	-	-	-	-	6
Timpul mediu de răspuns	JT	16	23	14	2	21	26	18	14	18
	MT	19	23	17	-	-	-	-	-	20
	IT	-	21	27	-	-	-	-	-	25

Numărul maxim de reclamații s-a înregistrat la RER Muntenia (4.637 reclamații, reprezentând 52 %), situație similară anului 2023.

Numărul de reclamații referitoare la racordare/contestații ATR la care nu s-a răspuns în termenul stabilit prin reglementările în vigoare (30 de zile calendaristice) a fost de 157, cu repartizarea:

Tabelul nr. 2.4.5.2

OD	Rețele Electrice Muntenia	Rețele Electrice Banat	Rețele Electrice Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
Numărul de reclamații la care nu s-a răspuns în terenul reglementat	76	53	7	1	-	4	10	6	157

Reclamațiile referitoare la calitatea curbei de tensiune prezintă un interes special, deoarece se referă la calitatea energiei electrice definită prin parametri specifici în standardul european SR EN 50160, ale cărui prevederi au fost preluate și au devenit obligatorii prin *Standardul de performanță*.

Numărul de reclamații referitoare la calitatea curbei de tensiune, pentru toți consumatorii, a fost de 14.611 la nivelul întregii țări, cu un timp mediu de răspuns de 16 zile la JT, 15 zile la MT și 6 zile la IT, după cum urmează:

Tabelul nr. 2.4.5.3

OD		Rețele Electrice Muntenia	Rețele Electrice Banat	Rețele Electrice Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	MEDIE PE ȚARĂ
Nr de reclamații	JT	2.066	1.371	988	2.735	1.399	3.513	1.495	893	14.460
	MT	50	26	12	43	12	-	-	-	143
	IT	-	-	-	2	-	4	-	2	8
Timpul mediu de raspuns	JT	14	17	13	15	27	16	16	14	16
	MT	15	17	10	14	18	-	-	-	15
	IT	-	-	-	17	-	2	-	3	6

Numărul maxim de reclamații referitoare la calitatea curbei de tensiune s-a înregistrat în cazul operatorului Distribuție Energie Oltenia, de cca. 19 % din totalul reclamațiilor de acest fel.

Se constată că valorile medii ale timpului de răspuns nu se încadrează în termenul maxim de 20 zile, stabilit în *Standard*, în cazul Delgaz Grid la JT.

Pe total țară s-au înregistrat un număr de 142 reclamații referitoare la calitatea curbei de tensiune, la care nu s-a răspuns în termenul prevăzut în prezentul standard, cu distribuția:

Tabelul nr. 2.4.5.4

OD	Rețele Electrice Muntenia	Rețele Electrice Banat	Rețele Electrice Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
Numărul de reclamații la care nu s-a răspuns în terenul reglementat	22	5	34	0	8	0	36	37	142

Numărul de cereri/sesizări/reclamații sau solicitări scrise pe alte teme decât cele la care se referă explicit *Standardul*, a fost de 201.557 la nivelul întregii țări iar timpul mediu de răspuns la acestea a avut o valoare medie ponderată de 15 zile la JT, 10 zile la MT și respectiv 9 zile la IT, la nivelul întregii țări, după cum urmează:

Tabelul nr. 2.4.5.5

OD		Rețele Electrice Muntenia	Rețele Electrice Banat	Rețele Electrice Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
Nr. cereri/sesizări/reclamații/solic	JT	41.038	25.809	18.744	60.737	22.822	9.193	7.612	8.343	194.298
	MT	955	711	758	4.088	466	0	0	5	6.983
	IT	18	12	42	158	44	0	0	2	276
Timpul mediu de răspuns	JT	14	19	13	12	19	24	17	14	15
	MT	16	21	13	5	20	0	0	1	10
	IT	6	20	19	4	17	0	0	9	9

Numărul maxim a fost înregistrat la RER Muntenia (42.001, reprezentând 20,84 %), similar situației anilor 2019-2023.

Valorile timpului mediu de răspuns la cereri/sesizări/reclamații scrise pe alte teme decât cele la care se referă explicit *Standardul* se situează sub termenul maxim de 30 zile.

Pe total țară s-au înregistrat un număr de 151 *reclamații scrise pe alte teme decât cele la care se referă explicit standardul care nu s-au putut rezolva*, având următoarea distribuție:

Tabelul nr. 2.4.5.6

OD	Rețele Electrice Muntenia	Rețele Electrice Banat	Rețele Electrice Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
Numărul reclamațiilor scrise pe alte teme care nu s-au putut rezolva	3	147	0	0	1	0	0	0	151

Numărul de reclamații referitoare la datele măsurate/consumul de energie electrică recalculat a fost de 60.922 la nivelul întregii țări, cu un *timp mediu de răspuns* de 11 zile, la nivelul întregii țări, după cum urmează:

Tabelul nr. 2.4.5.7

OD		Rețele Electrice Muntenia	Rețele Electrice Banat	Rețele Electrice Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	TOTAL/ MEDIE PE ȚARĂ
Nr. reclamații	JT	9.594	7.064	3.526	12.020	5.132	9.212	7.942	4.908	59.398
	MT	226	186	130	775	115	65	-	11	1.508
	IT	-	-	6	5	5	-	-	-	16
Timpul mediu de răspuns	JT	6	10	7	8	19	14	12	11	11
	MT	8	11	9	10	23	2	-	17	11
	IT	-	-	5	4	26	-	-	-	11

Numărul de utilizatori ale căror contoare nu sunt citite în termenele maxime prevăzute de standard (3 luni în cazul clienților casnici, 6 luni în cazul clienților noncasnici și o lună în cazul prosumerilor, a fost de 5.245.671, cu distribuția:

Tabelul nr. 2.4.5.8

OD		Rețele Electrice Muntenia	Rețele Electrice Banat	Rețele Electrice Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
Numărul de utilizatori clienți casnici	JT	353.305	250.078	162.980	106.182	6.780	1.255.289	2.011.561	1.099.391	5.245.566
	MT	31	43	24	0	7	0	0	0	105
Numărul de utilizatori clienți noncasnici	JT	11389	14545	5747	2592	1721	18588	57455	43144	155181
	MT	68	223	114	0	33	0	0	0	438
	IT	0	3	2	0	0	0	0	0	5
Numărul de utilizatori prosumeri	JT	2341	3825	1853	0	1119	0	0	0	9138
	MT	18	34	14	0	47	0	0	0	113

Se constată că numărul maxim a fost înregistrat la SDEE Transilvania Nord, cu 2.069.016, reprezentând cca. 38,24 % din total.

Pe total țară s-a înregistrat un număr de 107.741 deconectări pentru neplată, cu distribuția:

Tabelul nr. 2.4.5.9

OD		Rețele Electrice Muntenia	Rețele Electrice Banat	Rețele Electrice Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
Număr utilizatori deconectați pentru neplată	JT	16.124	10.689	8.427	26.713	16.143	18.542	6.248	3.930	106.816
	MT	55	53	57	413	68	152	112	15	925
	IT	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Timpul mediu de reconectare a locului de consum din momentul anunțării OD de către utilizator/furnizor că plata s-a efectuat este la nivelul întregii țări.

Tabelul nr. 2.4.5.10

OD		Rețele Electrice Muntenia	Rețele Electrice Banat	Rețele Electrice Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	MEDI E PE ȚARĂ
Timpul mediu de reconectare	JT	1	2	1	1	1	1	1	2	1
	MT	2	6	1	2	-	1	1	1	2

Numărul solicitărilor/sesizărilor/reclamațiilor scrise la care nu s-a răspuns în termenul prevăzut în Standard sunt prezentate în tabelul următor:

Tabelul nr. 2.4.5.11

OD		Rețele Electrice Muntenia	Rețele Electrice Banat	Rețele Electrice Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	TOTAL PE ȚARĂ
Numărul solicitărilor/ sesizărilor/reclamațiilor scrise la care nu s-a răspuns în termenul prevăzut în standard		393	314	160	3	818	10	574	932	18.223

Numărul de apeluri telefonice și timpul mediu de răspuns la apelurile telefonice sunt prezentate în tabelul următor:

Tabelul nr. 2.4.5.12

OD		Rețele Electrice Muntenia	Rețele Electrice Banat	Rețele Electrice Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud
Număr de apeluri telefonice		849.682	490.228	360.305	342.596	579.050	561.791	392.888	363.257
Număr de apeluri nepreluate		59.261	22.040	13.334	14.338	0	13.210	2.405	3.347
Timpul mediu de răspuns la apelurile telefonice (secunde)		52	53	50	55	3	145	162	170

Numărul de apeluri telefonice la care nu s-a răspuns în 30s de la inițierea apelului	0	0	0	0	0	0	0	0
Numărul de apeluri telefonice la care s-a răspuns cu depășirea intervalului de 20 de minute de la preluarea apelului	12.418	2.877	2159	0	0	5	456	308

În conformitate cu prevederile *Standardului*, OD avea obligația de preluare a tuturor apelurilor telefonice, obligație nerespectată în cazul a 3,25 % din apelurile telefonice. Se înregistrează un număr de 36.446 apeluri telefonice la care s-a răspuns cu depășirea intervalului de 20 de minute de la preluarea apelului, din care numărul maxim se înregistrează la operatorii RER.

2.4.6. Compensații acordate utilizatorilor

Conform standardului de performanță operatorii de distribuție oferă compensații utilizatorilor rețelei în cazul nerespectării indicatorilor de performanță impuși de *Standard*.

Începând cu 1 ianuarie 2019 compensațiile pentru nerespectarea indicatorilor de performanță prevăzuți în standard se acordă de OD în mod automat, indiferent de tipul compensației, fără a fi necesară o solicitare din partea utilizatorilor.

Situația compensațiilor plătite de OD în anul 2024 este prezentată în tabelul următor:

Tabelul nr. 2.4.6

		Rețele Electrice Muntenia	Rețele Electrice Banat	Rețele Electrice Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud
Continuitatea alimentării cu energie electrică	nr.	199.080	141.007	195.824	15127	3.189	1558	4.469	26489
	lei	6.527.298	4.679.470	5.550.105	758.045	171.675	116520	141.610	888400
Calitatea tehnică a energiei electrice distribuite	nr.	681	902	626	0	754	19	75	40
	lei	51.100	66.925	50.475	0 lei	53.990	1540	5.405	2940
Calitatea comercială a serviciului de distribuție a en. el.	nr.	81.426	113.269	47.806	1685	134.540	194	184	129
	lei	2.485.825	2.523.850	1.136.640	18.740 lei	1.422.025	24835	6.135	9990
TOTAL compensații	nr.	281.187	255.178	244.256	16.812	138.483	1.771	4.728	26.658
	lei	9.064.223	7.270.245	6.737.220	776.785	1.647.690	142.895	153.150	901.330

În continuare se înregistrează diferențe semnificative între OD privitoare la nivelul compensațiilor acordate utilizatorilor, cu un maxim de 14.635.275 lei în cazul RER Muntenia Sud și un minim de 142.895 lei în cazul operatorului DEER Muntenia Nord.

Se înregistrează în anul 2024 un număr semnificativ de compensații acordate pentru neasigurarea continuității alimentării cu energie electrică (586.743 compensații în valoare totală de 18.833.123 lei, reprezentând 70,6 % din total). Compensațiile privind calitatea comercială a serviciului de distribuție a energie electrice reprezintă cca. 28,6 % din total (7.628.040 lei), iar compensațiile referitoare la calitatea tehnică a energiei electrice distribuite reprezintă 0,87 % (232.375 lei).

3. STAREA TEHNICĂ A REȚELELOR ELECTRICE

3.1. STAREA TEHNICĂ A REȚELEI ELECTRICE DE TRANSPORT

3.1.1. Capacități energetice

La rețeaua electrică de transport sunt racordate rețele electrice de distribuție și instalații de utilizare deținute de un număr de 30 operatori economici (10 consumatori, 16 producători și cei 4 operatori de distribuție concesionari) și funcționează interconectat cu rețelele electrice gestionate de operatorii de transport și sistem ai țărilor vecine.

Tip	Denumire utilizator	Puterea aprobată (MVA)
Consumatori	ALRO Slatina SA	290
	ArcelorMittal Hunedoara SA	100
	ArcelorMittal Galați SA	200
	Cluster Power SRL	7,25
	C.O.S. SA	0*
	Complex Energ Oltenia/S.E.Isalnita 3TDE2	4,4*
	Foto Distributie SA	0,98
	Mechel Campia Turzii SA- Industria Sarmei Campia Turzii SA	0*
	SE Borzesti statie electrica	156,90
	TMK Resita SA	86,02
Producatori	Verbund Wind Power Romania S.R.L.	81,3
	Verbund Wind Power Romania S.R.L.	75,9
	Verbund Wind Power Romania S.R.L.	69
	Cluster Power SRL	5
	Complexul Energetic Hunedoara SA	150
	Complexul Energetic Oltenia SA	1.965
	Crucea Wind FARM SRL	108
	PPC Renewables Romania	179,4
	Hidroelectrică SA	2.752
	EDP Renewables România S.R.L.	132
	Land Power SRL	84
	MW Team Investg SRL	85
	Tomis Team SRL	262,5
	Ovidiu Development SRL	252,5
	OMV Petrom SA	878,07
	SN Nuclearelectrica SA Unitatea nr.1 și 2 Cernavoda	1.413
	SNGN Romgaz SA	300
	Ratesti Solar Plant SRL	131,25
OD	Rețele Electrice Romania – zona Muntenia	363,11
	Rețele Electrice Romania – zona Banat	209,64
	Rețele Electrice Romania – zona Dobrogea	196,93
	Distributie Energie Oltenia	223,94
	Delgaz Grid	200,61
	Distribuitie Energie Electrica Romania	638,197
OTS țări vecine	MAVIR (Ungaria)	Export – 1000 / Import - 1000
	EMS JSC (Serbia)	Export – 800 / Import - 800
	ESO-EAD (Bulgaria)	Export – 2400 / Import - 2154
	Ukrenergo (Ucraina)	Export – 638 / Import – 133
	Moldelectrica (R. Moldova)	Export – 361 / Import – 117

Sistemul de transport al energiei electrice cuprinde: linii electrice cu tensiunea nominală de 750 kV, 400 kV, 220 kV, 110 kV și stații electrice având tensiunea superioară de 400 kV și 220 kV, conform tabelului nr. 3.1.1.1.

Tabelul nr. 3.1.1.1

Stații electrice [buc] ¹⁾		Linii electrice [km]				
400 kV	220 kV	LEA				LES
		750 kV	400 kV	220 kV	110 kV	220 kV
41	40	3,108	5.269,311	3.929,344	40,418	0,3
		din care linii de interconexiune: 413,225				

Notă:

Nu include instalațiile de racordare în proprietatea terților și exploatate de OTS, LEA 220kV - 0,584km + 1 stație 220kV + 1 stație de 110kV de interconexiune (porțiunea de bară 110kV aferentă celei 110kV Gotești și elemente adiacente).

Numărul și puterea instalată a transformatoarelor/autotransformatoarelor din stațiile electrice sunt prezentate în tabelul următor:

Tabelul nr. 3.1.1.2

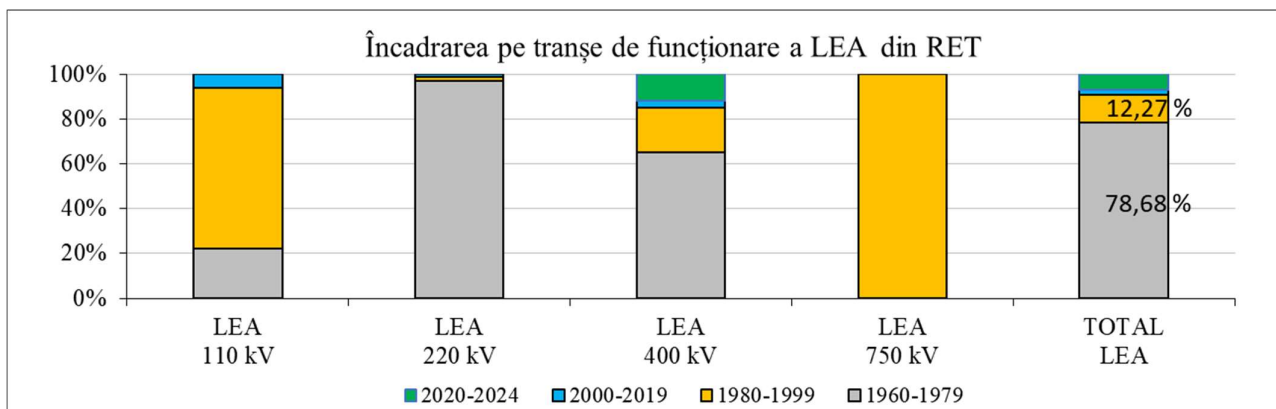
Trafo	500 MVA	400 MVA	250 MVA	200 MVA	100 MVA	63 MVA	40 MVA	25 MVA	20 MVA	16 MVA	10 MVA	TOTAL
buc	3	24	33	81	1	2	9	25	1	32	7	218
MVA	1.500	9.600	8.250	16.200	100	126	360	625	20	512	70	37.363

3.1.2. Durata de funcționare a instalațiilor

a) linii electrice aeriene:

Tabelul nr. 3.1.2.1

Perioada PIF	Categorie LEA									
	110 kV		220 kV		400 kV		750 kV		TOTAL	
	Lungime (km traseu)	% din total categorie	Lungime (km traseu)	% din total categorie	Lungime (km traseu)	% din total categorie	Lungime (km traseu)	% din total categorie	Lungime (km traseu)	% din total categorie
1960-1979	8,9	22,02	3.817,78	97,16	3445,21	65,38	-	-	7.271,89	78,68
1980-1999	29,1	71,99	61,12	1,56	1.041,12	19,76	3,11	100	1.134,45	12,27
2000-2019	2,42	5,99	50,45	1,28	154,39	2,93	-	-	207,26	2,24
2020-2024	-	-	-	-	628,59	11,93	-	-	628,59	6,80



Din lungimea totală a LEA, cca. 78,68 % au anul punerii în funcțiune în perioada 1960 - 1979, iar 12,27 % între anii 1980 și 1999.

Gradul de utilizare a LEA reprezintă raportul procentual între durata de funcționare a acestora și durata de viață normată (48 ani conform ultimei editii a Catalogului privind clasificarea și duratele normale de funcționare ale mijloacelor fixe stabilit prin HG 2139/2004) și este prezentat în tabelul următor:

Tabelul nr. 3.1.2.2

	Perioada PIF	Categorie LEA				
		110 kV	220 kV	400 kV	750 kV	TOTAL
Grad mediu de utilizare (%)	1960-1979	125	110,47	110,52	-	110,51
	1980-1999	75,8	89,58	84,49	79,17	84,53
	2000-2019	22,92	32,79	28,46	-	29,45
	2020-2024	-	-	1,7	-	1,70

Notă:

Au fost luate în considerare tensiunile constructive ale LEA. În cazul în care aceeași LEA include stâlpi dimensionați pentru tensiuni constructive diferite, a fost luată în considerare tensiunea cea mai mică.

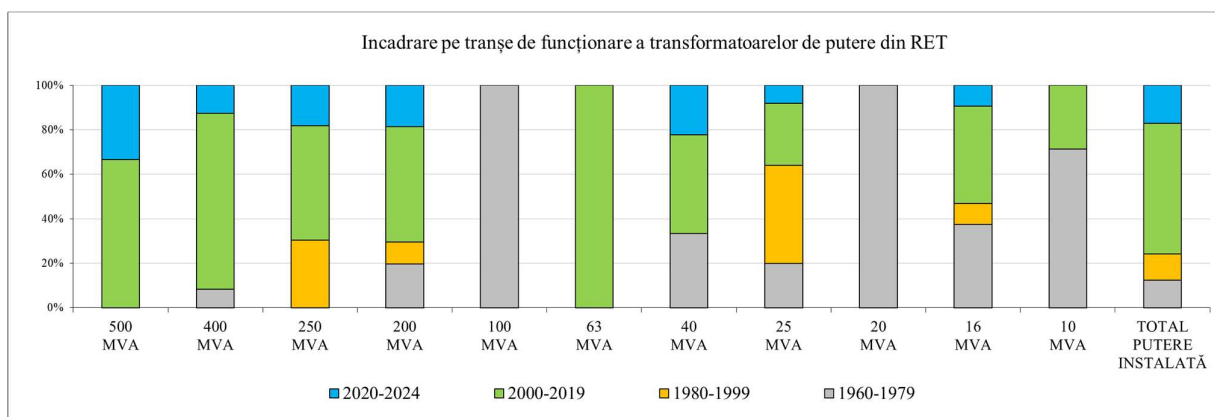
Gradul mediu de utilizare pe categorii de LEA s-a calculat ca medie ponderată cu lungimea a gradelor de utilizare ale LEA.

Se remarcă un grad mediu de utilizare peste 100 % pentru LEA puse în funcțiune până în anul 1980, în condițiile în care acestea reprezintă cca. 78,68 % din totalul liniilor electrice aeriene din gestiunea OTS. Aceste linii necesită menținerea unui nivel de funcționare corespunzător prin aplicarea unor programe adecvate de mentenanță pentru menținerea acestora în parametrii de funcționare nominali.

b) transformatoare și autotransformatoare:

Tabelul nr. 3.1.2.3

	Perioada PIF	Puterea aparentă a trafo [MVA]											TOTAL [MVA / %]	
		500	400	250	200	100	63	40	25	20	16	10		
Număr Trafo [buc]	1960-1979		2		16	1		3	5	1	12	5	4.607	12,33 %
	1980-1999			10	8				11		3		4.423	11,84 %
	2000-2019	2	19	17	42		2	4	7		14	2	21.955	58,76 %
	2020-2024	1	3	6	15			2	2		3		6.378	17,07 %



Se constată că din puterea totală instalată în transformatoare/autotransformatoare cca. 75,83 % a fost pusă în funcțiune după anul 2000.

Gradul de utilizare a transformatoarelor/autotransformatoarelor reprezintă raportul procentual între durata de funcționare a acestora și durata de viață normată (24 ani conform ultimei ediții a Catalogului privind

clasificarea și duratele normale de funcționare ale mijloacelor fixe stabilit prin HG 2139/2004) și este prezentat în Tabelul nr. 3.1.2.4.

Tabelul nr. 3.1.2.4

	Perioada PIF	Puterea aparentă a trafa [MVA]											TOTAL
		500	400	250	200	100	63	40	25	20	16	10	
Grad de utilizare [%]	1960-1979		209,5		208,3	200		208,33	200,83	258,33	205,56	215	> 100 %
	1980-1999			159,2	171,9				166,67		161,11		
	2000-2019	89,6	70,2	62,2	53,5		50	54,17	42,86		38,39	41,67	62,33
	2020-2024	16,6	5,6	13,2	11,9			16,67	14,58		13,89		11,49

Notă:

- La calculul duratei de funcționare și gradului de utilizare s-a utilizat anul de fabricație, acesta fiind considerat anul primei puneri în funcțiune;
- Gradul mediu de utilizare s-a calculat ca medie aritmetică a gradelor de utilizare a transformatoarelor individuale;

Se constată că majoritatea transformatoarelor/autotransformatoarelor puse în funcțiune înainte de anul 2000 (cca. 24 % din puterea totală instalată în transformatoare și autotransformatoare) au durata de funcționare depășită.

3.1.3. Capacități energetice re tehnologizate / noi

a) linii electrice aeriene:

Tabelul nr. 3.1.3.1

Nivel tensiune superioară	Total linii electrice (km)	Linii electrice re tehnologizate (km)	Linii electrice nou-realizate (km)	Observații
750 kV	3,11	-	-	
400 kV	5.269,31	35,55	81,32	Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Anina - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad, etapa I : LEA Portile de Fier Anina Racordarea LEA 400 kV Stupina-Varna si LEA 400 kV Rahman - Dobrudja în stația 400 kV Medgidia Sud. Etapa II - LEA 400 kV d.c. Racorduri la stația Medgidia Sud
220 kV	3.929,34	139,50	-	Mărirea capacității de transport a LEA 220 kV Stejaru-Gheorgheni-Fântânele
110 kV	40,42	-	-	

b) stații electrice de transport:

Tabelul nr. 3.1.3.1

Nivel tensiune superioară	Total stații electrice (buc.)	Stații electrice re tehnologizate (buc.)	Stații electrice nou-realizate (buc.)	Observații
750 kV	-	-	-	
400 kV	41	-	1 (trecere la 400 kV)	Creșterea siguranței în funcționarea zonei de rețea Argeș - Vâlcea, realizarea stației 400 kV Arefu și montarea unui AT 400 MVA, 400/220 kV
220 kV	40	3	-	Re tehnologizare stația 220/110 kV Filești Re tehnologizarea stației 220/110/20 kV Baru Mare

				Extinderea stației 400 kV Gura Ialomiței cu două celule: LEA 400 kV Cernavodă 2 și 3
--	--	--	--	--

În anii anteriori s-au realizat lucrări de re tehnologizare astfel: stațiile 400/110/20 kV Domnești și 220/110 kV Craiova Nord în anul 2021, modernizare stația 400 (220)/110/20 kV Munteni, re tehnologizare stații 220/110/20 kV Ungheni, 220/110 kV Iaz, 220/110 kV Craiova Nord, modernizare stația 220/110/20 kV Vetiş – echipament primar, înlocuire AT1 200 MVA, 231/121/10,5 kV în stația 400/220/110/20 kV Urechești, înlocuire AT1 200 MVA, 231/121/10,5 kV în stația 220/110/20 kV Turnu Măgurele în anul 2022 și lucrări de re tehnologizare în cadrul stațiilor 220/110kV Dumbrava și 220/110/20 kV Arefu în anul 2023.

3.1.4. Realizarea planului anual de investiții

Valorile programate și realizate ale investițiilor în anul 2024 sunt următoarele:

Tabelul nr. 3.1.4

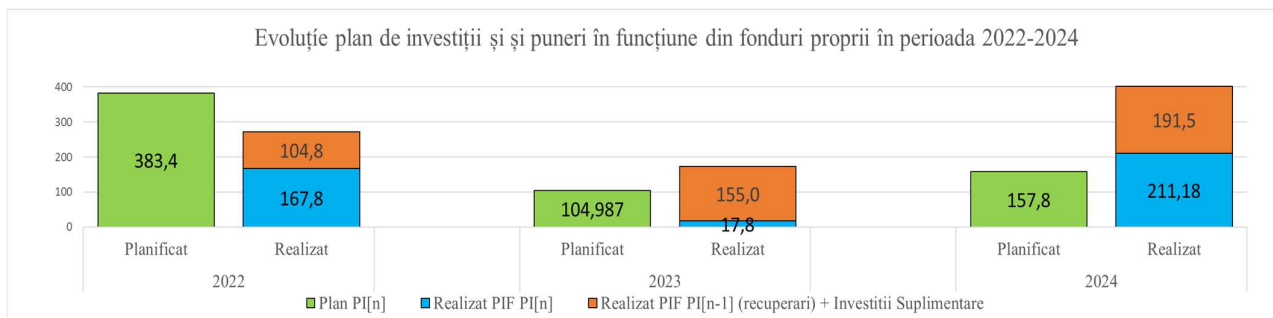
	TOTAL	Fonduri proprii	Contribuții financiare		
			Fonduri nerambursabile	Venituri din congestii	Tarif racordare
Prognozat [lei] ¹⁾	690.565.159	157.845.169	203.271.023	329.448.967	-
Realizat [lei] ²⁾	654.850.041	402.647.576	15.260.429	169.380.429	67.561.687
- PI2024	235.741.607	211.184.664	15.260.429	9.296.514	-
- Recuperari PI2023	351.005.873	190.922.039	-	160.083.834	-
- Investitii Suplimentare	68.102.561	540.874	-	-	67.561.687

Notă:

1) Valori programate în cadrul planului de investitii al perioadei a IV-a de reglementare 2020-2024 la care s-a aplicat un coeficient cumulat de actualizare cu inflația de 1,4403 (1,0206 x 1,0819 x 1,1637 x 1,0661 x 1,0514).

2) Valorile totale realizate reprezintă investițiile totale puse în funcțiune în cursul anului 2024 și conțin lucrări recuperate din PI2023 în valoare de 351.005.873 lei (190.922.039 lei investiții realizate din fonduri proprii, 160.083.834 lei din venituri din congestii) și investiții suplimentare (540.874 lei din fonduri proprii, respectiv 67.561.687 din tarif de racordare).

Evoluția valorilor programate și nivelul punerilor în funcțiune pentru investiții finanțate din fonduri proprii în perioada 2022-2024 este următoarea:



Lucrările de investiții realizate și valorile acestora la finalul anului 2024 se prezintă centralizat în tabelul următor:

Descriere lucrare	Valoare [mil. lei]
Investiții PI2024	
<i>A. Retehnologizare RET existente:</i>	

Celula mobilă 400 kV, Retehnologizarea stației electrice 400/110kV Pelicanu, Inlocuire AT1 – 200MVA statia Turnu Măgurele, Modernizare stația electrică 220/110/20kV Arefu	
<p><i>B. Extindere RET:</i> Modernizare în vederea diminuării efectelor galopării pe LEA 400 kV Bucuresti Sud – Gura Ialomitei, Marirea capacitatii de transport tronson LEA 400 kV Bucuresti Sud - Pelicanu (8 km), Reabilitare retea transport date pentru teleconducere, Realizare comunicație fibră optică între stația Pitești Sud și Centrul de telecomandă și supraveghere instalații al S.T. Pitești</p>	Fonduri proprii: 211,184 Mil. Lei
<p><i>C. Siguranța alimentării consumului:</i> Modernizare LEA 220 kV Isalnita - Craiova Nord circ. 2 prin inlocuirea conductorului de protecție existent cu unul nou tip OPGW, Achiziția și montajul a 21 sisteme de monitorizare integrate pentru unitățile de transformare din stațiile CNTEE Transelectrica SA</p>	Venituri alocare: 9,296 Mil. Lei
<p><i>D*. Creșterea capacității de interconexiune</i> Extinderea stației 400 kV Gura Ialomitei cu două celule: LEA 400 kV Cernavodă 3 și LEA 400 kV Stâlpu</p>	Fonduri Europene: 15,26 Mil. lei
<p><i>E*: Integrarea producției din SRE și centrale noi</i> Mărirea capacității de transport a LEA 220 kV Stejaru-Gheorgheni-Fântânele Racordarea LEA 400 kV Stupina-Varna si LEA 400 kV Rahman - Dobrudja în stația 400 kV Medgidia Sud. Etapa II - LEA 400 kV d.c.</p>	
<i>H.Sistem de contorizare și de management al datelor de măsurare a energiei electrice pe piața angro</i>	
<i>I. Dotări</i>	
<p>Recuperări din PI2023 Retehnologizare stația 220/110/MT kV Baru Mare, Modernizare statia electrica 220/110/20 kV Arefu, Retehnologizarea stației electrice de transformare 400/110 kV Pelicanu, Retehnologizare stația 220/110 kV Filești, Montare AT2 400 MVA, 400/231/22 kV precum și a celulelor aferente în stația Iernut și modernizarea sistemului de comandă control al stației 400/220/110/6 kV Iernut, Achiziția și montajul a 21 sisteme de monitorizare integrate pentru unitățile de transformare din stațiile CNTEE Transelectrica SA, Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Anina - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad, etapa I : LEA Portile de Fier Anina Resita, Montarea unui conductor de protecție cu fibră optică înglobată pe LEA 400 kV Roșiori - Mukacevo</p>	<p>Fonduri proprii: 190,984 Mil. Lei</p> <p>Venituri alocare: 160,083 Mil. Lei</p>
Investiții suplimentare în afara planului	<p>Fonduri proprii: 0,54 Mil. Lei</p> <p>Tarif de racordare: 67,5 Mil. Lei</p>

Conform prevederilor *Procedurii privind fundamentarea și aprobarea planurilor de dezvoltare si de investiții ale operatorului de transport și de sistem și ale operatorilor de distribuție a energiei electrice*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 98/2022, OTS are posibilitatea să recupereze în primul semestru al anului 2025 investițiile prognozate a se realiza în anul 2024 și nerealizate/nefinalizate în cursul anului 2024.

3.1.5. Stadiul proiectelor din Planul de dezvoltare a RET

Planul de dezvoltare a RET se actualizează la fiecare doi ani, astfel încât la data elaborării actualului raport, este în vigoare Planul de dezvoltare a RET pentru perioada 2024-2033, care a fost aprobat prin Decizia ANRE nr. 2715/17.12..2024, document publicat pe pagina de internet a CNTEE Transelectrica SA la adresa: <https://www.transelectrica.ro/ro/web/tel/planul-de-dezvoltare-ret-2024-2033>.

Categoriile de lucrări cuprinse în Planul de dezvoltare a RET pentru perioada 2024-2033 în vigoare și stadiul acestora la sfârșitul anului 2024 sunt prezentate în tabelul următor:

Categorie de investiții	Stadiu lucrărilor de investiții din PDRET 2024-2033			
	Total lucrări	Finalizat	În derulare	Neinițiat
A - Retehnologizarea RET existente	47	4	34	9
B – Alte investiții la nivel de succursale	3	-	3	-
C - Siguranța alimentării consumului	9	1	3	5
D - Integrarea producției din centrale noi - Dobrogea și Moldova	25	3	14	8
E - Integrarea producției din centrale noi - Alte zone	5	-	5	-
F - Creșterea capacității de interconexiune	19	3	13	3
G - Înlocuire componente suport ale platformei Pieței de Echilibrare	2	-	1	1
H - Dezvoltare software dedicat, necesar determinării cantităților de rezerve utilizând metoda probabilistică	1	-	1	-
I - Sistem de contorizare și management date de măsurare a energiei electrice pe piața angro	1	1	-	-
J - Sistemul de monitorizare a calității energiei electice	1	-	1	-
K - Management sisteme informatice și telecomunicații	2	-	2	-
TOTAL	115	12	77	26

O raportare privind stadiul fiecărui proiect se regăsește în cadrul Anexei nr. 1.

3.1.6. Stadiul proiectelor de interes comun

România face parte din coridorul prioritar nr. 3 privind energia electrică "Interconexiuni nord-sud privind energia electrică din Europa Centrală și din Europa de Sud-Est" ("NSI East Electricity"): interconexiuni și linii interne în direcțiile nord-sud și est-vest pentru finalizarea pieței interne și pentru integrarea producției provenite din surse regenerabile.

În prima listă europeană de Proiecte de Interes Comun și Proiecte de Interes Reciproc a Uniunii Europene, aprobată prin Regulamentul (UE) nr. 1041/2024 în baza criteriilor prevăzute în cadrul *Regulamentului (UE) nr. 869/2022 al Parlamentului European și al Consiliului privind liniile directe pentru infrastructurile energetice transeuropene*, au fost incluse următoarele PCI:

- PCI 2.5: Proiectul TYNDP 259 „HU-RO”, format din:

- 2.5.1: Linia Electrică Aeriană (LEA) 400 kV de interconexiune Oradea (România) – Jozsa (Ungaria);
- 2.5.2: Linia internă dintre Urechești și Târgu Jiu (Romania)
- 2.5.3: Linia internă dintre Târgu Jiu și Paroșeni (Romania);
- 2.5.4: Linia internă dintre Paroșeni și Baru Mare (Romania);
- 2.5.5: Linia internă dintre Baru Mare și Hațeg (Romania);

- PCI 12.2: Proiectul SmartGrid CARMEN (Carpathian Modernized Energy Network).

Conform raportărilor periodice ale OTS, stadiul actual al proiectelor de interes comun susținute de operatorul de transport și de sistem, cuprinse în Planul de dezvoltare a RET, care fac parte din coridorul prioritar "Interconexiuni nord-sud privind energia electrică din Europa Centrală și din Europa de Sud-Est ("NSI East Electricity") este următorul:

Cod PCI	Cod TYNDP 2022	Cod PDRET	Descriere	Programat PIF	Etape restante
2.5.1	259.1205	F11.1	Construirea unei noi LEA 400 kV s.c. de interconexiune între Oradea (RO) și Jozsa (HU), cu o lungime de 120 km (30 km pe teritoriul României și 90 km pe teritoriul	2030	Neinițiat

			Ungariei).		
2.5.2	259.1833	F11.3	Mărirea capacității de transport a LEA existentă de 220 kV de la Urechești la Târgu Jiu (RO), având o lungime de 22 km.	2028	Ptr. „Reconductorarea axului 220 kV Urechești - Tg Jiu Nord - Paroșeni - Baru Mare - Hășdat”, licitația proiectării a fost reluată. În curs de desfășurare etapa de analiză tehnică.
2.5.3	259.1834	F11.3	Mărirea capacității de transport a LEA existentă de 220 kV de la Târgu Jiu la Paroșeni (RO), având o lungime de 38 km.		
2.5.4	259.1835	F11.3	Mărirea capacității de transport a LEA existentă de 220 kV de la Paroșeni la Baru Mare (RO), având o lungime de 20 km.		
2.5.5	259.1836	F11.3	Mărirea capacității de transport a LEA existentă de 220 kV de la Hășdat la Baru Mare (RO), având o lungime de 44 km.		
12.2	-	A41	Proiectul CARMEN implică dezvoltarea primului Smart Grid PCI din România cu impact transfrontalier	2028	Procedura de achiziție publică pentru Execuție lucrări a început în luna octombrie 2024, contractul estimând a fi semnat în anul 2025. Au fost întocmite documentațiile în vederea obținerii autorizațiilor de construire pentru stațiile Gutinaș, Roșiori și Suceava, urmează emiterea acestora.

De asemenea, la acest moment se afla în derulare proiecte de investiții care au statut de proiecte de interes comun pe listele anterioare de PCI, respectiv proiectele:

- **PCI 3.8: Proiectul TYNDP 138 (Black Sea Corridor)**, format din:

- 3.8.4: LEA 400 kV Cernavodă - Stâlp;
- 3.9.5: LEA 400 kV Gutinaș – Smârdan.

- **PCI 3.22: Proiectul TYNDP 144 „Mid Continental East Corridor”**, format din:

- 3.22.1: LEA 400 kV de interconexiune Reșița (România) – Pancevo (Serbia);
- 3.22.2: LEA 400 kV Porțile de Fier – Reșița și extinderea stației 220/110 kV Reșița prin construcția stației noi de 400 kV;
- 3.22.3: Trecere la 400 kV a LEA 220 kV d.c. Reșița – Timișoara – Săcălaz, inclusiv construcția stației 400kV Timișoara;
- 3.22.4: Trecerea la tensiunea de 400 kV a LEA 220 kV Arad – Timișoara/Săcălaz, inclusiv construirea stației de 400 kV Săcălaz și extinderea stației Arad.

Conform raportărilor periodice ale OTS, stadiul actual al aceste proiecte este următorul:

Tabelul nr. 3.1.6

Cod PCI	Cod TYNDP	Cod PDRET	Descriere	Programat PIF	Etape restante
3.8.4	138.273	F.5-F.8	LEA 400 kV Cernavodă – Stâlp cu intrare-iesire în stația	2027	PIF LEA Cernavodă – Stâlp realizat în iunie 2023. Termenul estimat pentru exploatare comercială se consideră termenul estimat pentru PIF “Statia 400kV Stâlp (stație nouă),

			Gura Ialomiței		modernizare celule 110kV si MT”
3.8.5	138.275	F.4	LEA 400 kV Gutinaș - Smârdan	2026	<p>În derulare contract de execuție lucrări.</p> <p>Documentatia pentru emitere HG de scoatere definitivă și ocupare temporară suprafete din fond forestier a fost revizuită conform observațiilor MMAP. Între 27.04.2023 si 8.11.2024 au fost depuse la MMAP 5 revizii ale documentației pentru obținerea HG de scotare din fond forestier.</p> <p>În data de 20.11.2024 s-a postat pe site-ul MMAP în dezbatere publică proiectul de HG scoatere din fond forestier și ocupare temporala a suprafetelor forestiere necesare realizarii LEA 400kV d.c. Gutinas-Smadan.</p> <p>Lucrările sunt întârziate din cauza faptului că nu au fost puse la dispoziția executantului terenurile aferente amplasamentului LEA 400kV d.c. Gutinaș-Smardan ce traversează zone forestiere, cât și terenurile necesare realizării lucrărilor de coexistență.</p> <p>S-a emis HG nr. 174/27.02.2025 scoatere din fond forestier și ocupare temporară a suprafețelor forestiere necesară realizării LEA 400kV d.c. Gutinaș -Smardan.</p>
3.22.1	144.238	-	LEA 400 kV Reșița (Romania)– Pancevo (Serbia)	2018	Lucrările de execuție s-au finalizat în data de 30.03.2018. Exploatarea comercială a început dupa finalizarea statiei 400kV Resita, in februarie 2025.
3.22.2	144.269	F.1.1+ F.1.2	LEA 400 kV Porțile de Fier – Anina – Reșița	2024	PIF realizat in martie 2024
3.22.3	144.270	F.2.1+ F.2.2	Trecerea la tensiunea de 400 kV a LEA 220 kV Reșița – Timișoara/Săcălaz, inclusiv construirea stației de 400 kV Timișoara	2028	<p>Pentru stațiile 400kV și 110kV Timișoara a fost semnat contractul pentru execuția lucrărilor C112/29.01.2019. Contractul de execuție C112/2019 a fost denunțat de administratorul Judiciar al societății Romelectro prin adresa 21070/5.05.2022. A fost aprobată de către Directoratul OTS restartarea proiectului prin nota 28863/17.06.2022 In decembrie 2022 a fost avizat in CTES Caietul de Sarcini revizuit în vederea reluării achiziției de lucrări.</p> <p>A fost semnat Contractul de proiectare și execuție C918/8.10.2024 cu Electromontaj S.A. și s-a emis ordinul de începere pentru activitatea de proiectare.</p>
3.22.4	144.270	F.3.1+ F.3.2+ F.3.3	Trecerea la tensiunea de 400 kV a LEA 220 kV Arad – Timișoara/Săcălaz , inclusiv construirea stației de 400 kV Sacalaz și extinderea stației Arad	2030	<p>1. Axul Banat – et. III – LEA 400kV Timisoara/Sacalaz – Arad</p> <p>- Este incheiat Contractul de proiectare C29/8.03.2018 in derulare la Serviciul Investitii Timisoara</p> <p>- In data de 25.10.2024 a fost publicat anunt in SEAP, data limita de depunere a ofertelor este 28.01.2025.</p> <p>- PIF estimat: 2027</p>

					<p>2. Axul Banat, et. III - Retechnologizare stația 110kV Arad și stația 400kV Arad</p> <ul style="list-style-type: none"> - A fost finalizat contractul de proiectare C1/5.01.2023, încheiat în vederea întocmirii SF 110kV, SF integrator 110kV+400kV și CS - În pregătire documentație de achiziție - PIF estimat: 2029 <p>3. Axul Banat, Et. III – Retechnologizare stația 400kV Săcălaz</p> <ul style="list-style-type: none"> - A fost încheiat contractul C26/28.03.2024 în scopul întocmirii SF integrator și CS execuție. - În data de 18.04.2024 a fost dat Ordinul de începere pentru activitatea de proiectare. - PIF estimat: 2030
--	--	--	--	--	---

În anexa nr. 2 se regăsesc fișele proiectelor conținând descrierea detaliată a etapelor parcurse și rămase de parcurs până la punerea în funcțiune a acestor investiții.

3.1.7. Realizarea planului anual de mentenanță

- a. Valorile programate și realizate ale lucrărilor de mentenanță în rețea și/sau pentru operarea sistemului se prezintă în tabelul următor:

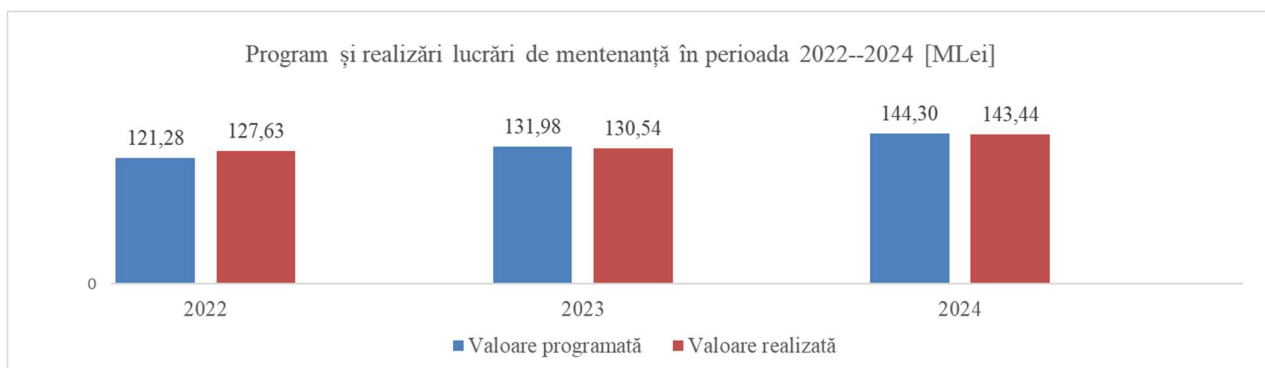
Tabelul nr. 3.1.7.1

Mentenanță RET ¹⁾	2024 [Mil. lei]
Valoare programată în cadrul planului anual [lei]	144,3
Valoare realizată [lei]	143,4

Notă:

1) lucrări de mentenanță în RET și echipamente utilizate pentru operarea sistemului (platformele EMS-SCADA și DAMAS)

- b. Evoluția valorilor programate și realizate în perioada 2021-2024 este următoarea:



- c. Ponderea valorilor programate și realizate ale lucrărilor de mentenanță pe categorii de capacități energetice și tipuri de lucrări din valorile totale programate și realizate se prezintă în tabelul următor:

Tabelul nr. 3.1.7.2

	Categorie instalație	Programat [lei]	Realizat [lei]	Grad realizare [%]
Mentenanță instalații RET	A. Stații de transformare	65.829.494	73.912.310	112,28%
	B. Linii electrice aeriene	57.167.290	46.181.167	80,78%
	C. Alte echipamente de rețea - materiale puse la dispoziție	2.735.000	1.976.305	72,26%
	D. Sisteme de măsurare	1700000	1.354.512	79,68%

Mentenanță sisteme disperer	E. Sisteme centrale de achiziții, stocare și prelucrare date, EMS-SCADA, DAMAS	16.686.633	19.825.898	118,81%
	F. Echipamente pentru coordonarea operativă a sistemului	183.684	185.045	100,74%

d. Valorile realizate ale lucrărilor de mentenanță pe tipuri de mentenanță și capacități energetice se prezintă în tabelul următor:

Tabelul nr. 3.1.7.3

		Mentenanță preventivă [lei]			Mentenanță corectivă [lei]
		Mentenanță minoră	Mentenanță majoră		
			RC	RK	
Mentenanță instalații RET	A. Statii de transformare	37.830.882	1.770.581	-	34.310.846
	B. Linii electrice aeriene	6.917.024	24.951.329	-	14.312.814
	C. Alte echipamente de retea - materiale puse la dispozitie	-	-	1.976.305	1.976.305
	D. Sisteme de masurare	-	1.354.512	-	-
Mentenanță sisteme dispecer	E. Sisteme centrale de achizitii, stocare si prelucrare date: EMS-SCADA/DAMAS	-	-	-	19.825.898
	F. Echipamente pentru coordonarea operativă a sistemului	-	-	-	185.045
TOTAL		44.747.906	28.076.422	1.976.305	70.610.909
		74.800.634			

Programul de mentenanță în rețea a fost realizat valoric în proporție de 99,4 % din valoarea programată, din care lucrările cu caracter preventiv, reprezentând 52,67% din plan, au fost realizate în proporție de 95,82%. În anul 2024, a fost îndeplinită condiția prevăzută la art. 36, alin. (5) ale Procedurii, privitoare la realizarea de lucrări de mentenanță în valoare de cel puțin 90 % din valoarea totală a planului anual.

3.1.8. Incidente în rețeaua electrică de transport în anul 2024

O prezentare a incidentelor în RET care au avut ca efect energie nelivrată la utilizatorii rețelelor de transport și distribuție a energiei electrice se regăsește în cadrul Anexei nr. 3.

3.1.9. Monitorizarea prognozei balanței dintre resursele și consumul de energie electrică pentru următorii 5 ani și estimarea evoluției siguranței alimentării cu energie electrică pentru o perioadă cuprinsă între 5 și 15 ani

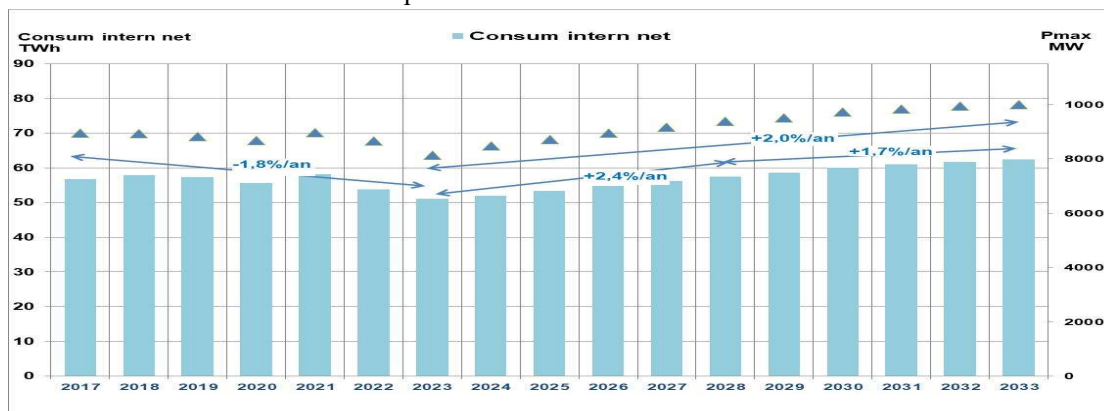
Prognoza balanței dintre resursele și consumul de energie electrică și estimarea evoluției siguranței alimentării cu energie electrică, implicit planificarea punerii în funcțiune de noi capacități de producere se regăsesc în analizele prezentate de OTS în cadrul planului de dezvoltare a RET pentru perioada 2024-2033, document publicat la adresa <https://www.transelectrica.ro/ro/web/tel/planul-de-dezvoltare-ret-2024-2033>, din care prezentăm câteva extrase:

Scenarii privind evoluția consumului de energie electrică în SEN

În scenariul de referință construit în concordanță cu proiecții și cu evoluțiile recente ale indicatorilor din sfera economiei s-a considerat o evoluție a PIB cu o dinamică medie anuală de $\approx 3,4\%$, pe termen mediu, în perioada 2023-2028, urmată de o creștere medie anuală a economiei de $2,4\%$ în perioada 2028-2033. Acestei tendințe de majorare a PIB, corelată cu elementele cheie ale politicii energetice europene, angajate

spre îmbunătățirea eficienței energetice, îi corespunde, pe latura cererii de energie electrică, o evoluție cu dinamici medii anuale de creștere de $\approx 2\%$ pe întregul interval 2023-2033 (respectiv 2,4% în perioada 2023-2028 și 1,7%, în perioada 2028-2033).

Evoluția consumului intern net de energie electrică
în perioada 2017-2033 - scenariul de bază



În etapa de conturare a consumului anual de energie electrică și al profilului orar al acestuia conform scenariului de referință au fost considerate de asemenea, ipoteze referitoare la valorile variabilelor ce reflectă perspectivele viitoare ale pieței, neincluse în analiza econometrică, cum ar fi penetrarea vehiculelor electrice în sectorul transporturilor, sau a tehnologiilor bazate pe pompe de căldură în sectorul de încălzire și răcire, influența condițiilor meteorologice, etc.

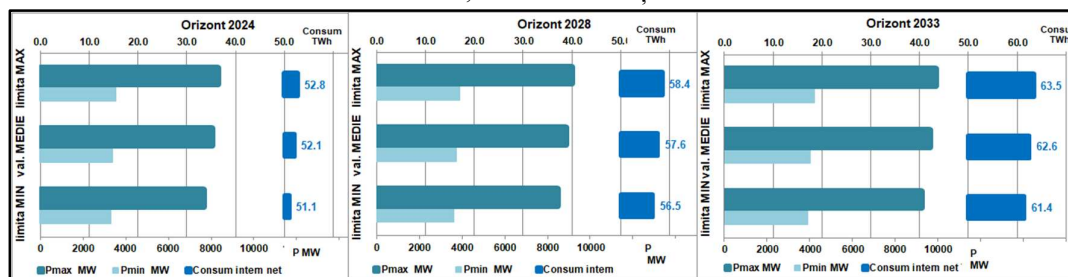
Pentru captarea influenței variabilelor climatice asupra cererii de energie electrică definită de scenariul de referință a fost utilizată noua *Bază de date* PECD 4.1 disponibilă în cadrul ENTSO-E (*Pan European Climate Database*), ce include pentru fiecare țară serii de date orare corelate referitoare la *temperatura aerului*, *precipitații*, *viteza medie a vântului* și *intensitatea radiației solare*, pentru 36 de ani-tip, ce reprezintă 36 de scenarii anuale cu caracteristici diferite din punct de vedere meteorologic.

Programul DFT *Demand Forecast Toolbox*, dezvoltat în cadrul ENTSO-E pentru studiile de piață, realizează, pentru fiecare an (*scenariu*) climatic diferit, corelația dintre valoarea normalizată a consumului intern de energie electrică și temperatura exterioară, ținând cont de datele istorice și de ipotezele de evoluție macroeconomică și ale celorlalte variabile specifice scenariului analizat.

Astfel, pentru fiecare an țintă au fost elaborate cu programul DFT câte 36 de curbe de sarcină anuale corespunzătoare valorilor orare ale temperaturii exterioare specifice scenariilor meteorologice reprezentate în PECD, cu ajutorul cărora se pot trasa limitele de variație ale cererii de energie electrică în funcție de variabilele climatice.

O analiză a celor 36 de curbe de sarcină obținute cu DFT pentru fiecare orizont de prognoză evidențiază corelația dintre valorile orare ale cererii interne de energie electrică și seriile orare de variație a temperaturii medii pe țară (valori ponderate în funcție de densitatea populației în zonele de consum, conform metodelor statistice meteorologice).

Limitele de variație ale consumului intern net cu temperatura
- valori minime, maxime orare și total anual -



Din prelucrarea seriilor de date orare au rezultat palierile de sarcină caracteristice corespunzătoare Scenariului de Referință, modelat pentru caracteristici climatice cu probabilitate rezonabilă de apariție, ce se încadrează astfel în banda de variație orară descrisă de cei 36 de ani climatici, din care au fost extrase valorile excepționale (*outliers*) ale consumului, corespunzând unor evenimente meteorologice extreme cu probabilitate de apariție mai mică de 5%.

În Tabelul de mai jos sunt evidențiate palierile de sarcină caracteristice considerate ca reprezentând *regimurile extreme* de funcționare în cursul fiecărui an țintă analizat, din punct de vedere al consumului și al circulațiilor normale în rețea, pentru care s-au modelat și analizat în detaliu regimurile de funcționare ...

Palier caracteristice ale consumului intern net - Scenariul de Referință – RMB

	2024				2028				2033			
	VSI	VDI	VDV	GNV	VSI	VDI	VDV	GNV	VSI	VDI	VDV	GNV
Consum intern net de energie electrică	8860	8550	8390	4180	9500	9170	9040	4540	10000	9800	9300	4900

Conform ipotezelor considerate în scenariul de referință, capacitatea CEF pe acoperiș va atinge 4000 MW în 2033, contribuind la acoperirea unui (*auto*)consum anual de energie electrică de peste 5 TWh (Figura 5.2.6), valoare estimată pe baza factorului de încărcare mediu rezultat din PECD.

Astfel, ținând cont că influența CEF instalate pe acoperișurile clădirilor, este resimțită la palierile de zi, în special vara, când radiația solară este maximă, producția de energie electrică a acestora (*autoconsum*), distribuită cvasiuniform în SEN, a fost exclusă din valoarea de consum ce trebuie acoperită de centralele convenționale, la modelarea regimurilor pentru palierile VDI și VDV.

Scenarii privind evoluția portofoliului de producere

În ceea ce privește evoluția capacității de producere disponibile în SEN în perioada 2024-2033, în Scenariul de Referință au fost transpuse principalele tendințe generate de politica UE în materie de energie și climă, reflectate și în obiectivele PNIESC, de promovare a eficienței energetice, dezvoltare a surselor regenerabile de energie și de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră.

Această evoluție presupune intrarea în exploatare de noi capacități de producere din surse regenerabile, în special eolian, fotovoltaic, dar și hidro și biomasă într-o măsură mai mică, în limitele descrise în Tabelul 5.3.1.

Evoluția capacității din surse regenerabile, exclusiv hidro

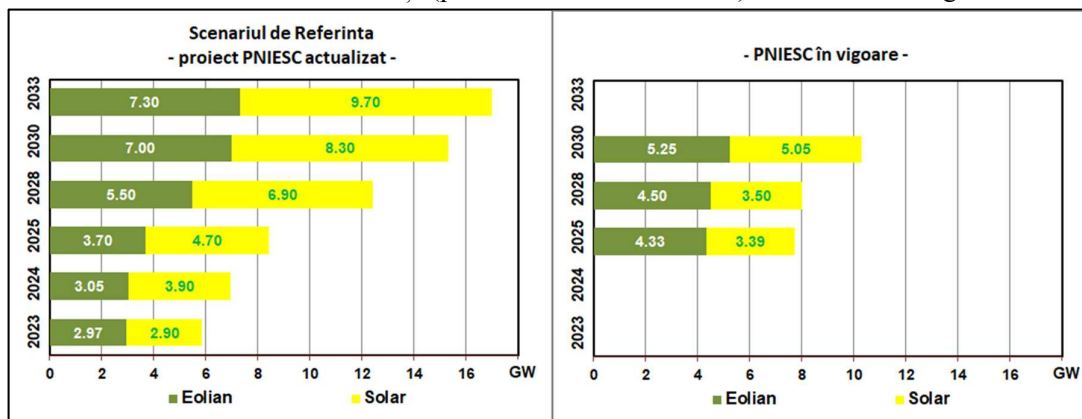
Scenariul de Referință [MW]

Tip SRE	2023	2024	2025	2028	2030	2033
eolian	2966	3050	3700	5500	7000	7300
solar	2900	3900	4700	6900	8300	9700
biomasă	126	126	126	130	137	150

Notă: *estimări pe baza proiectului PNIESC actualizat

În Figura de mai jos este evidențiată traiectoria descrisă de capacitățile de producere din surse regenerabile cu caracter intermitent prevăzute a fi instalate în scenariul de referință al Planului RET, construit pe baza informațiilor din PNIESC actualizat, comparativ cu versiunea în vigoare, în vederea atingerii noii ținte pentru 2030.

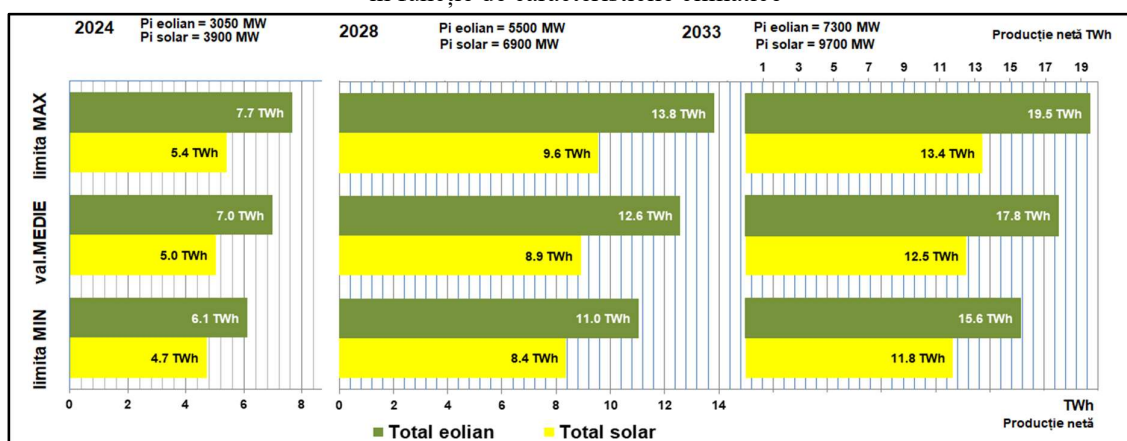
Evoluția capacităților de producere SRE solar + eolian
Scenariul de Referință (pe baza PNIESC actualizat) vs. PNIESC în vigoare



Astfel, conform noilor ținte prevăzute în proiectul de actualizare PNIESC, se prevede o majorare cu ≈ 5 GW a capacității totale solară + eoliană pentru anul 2030, față de valorile asumate în versiunea actuală.

Pe baza factorilor de încărcare orară determinați în PECD pentru cei 36 de ani climatici, au fost determinate valorile medii și limitele de variație ale producției de energie electrică din surse eoliene și solare, pentru fiecare an ținută analizat, conform reprezentării din figura de mai jos.

Energia productibilă din surse eoliene și solare,
în funcție de caracteristicile climatice



Conform informațiilor comunicate de Hidroelectrica, în scenariul de referință s-a prevăzut finalizarea până în anul 2033 a unor centrale hidroelectrice mici aflate în diferite stadii de execuție, totalizând 455 MW. Capacitatea totală de producere de energie electrică din surse hidroelectrice va atinge astfel 6768 MW, din care 3396 MW pe firul apei și 3372 MW cu lac de acumulare.

Astfel, în perioada 2024-2033, sursele regenerabile vor înregistra o creștere totală de capacitate de $\approx 11,6$ GW (din care peste 11,1 GW eolian + solar), capacitatea totală SRE instalată în SEN în 2033 urmând să depășească 23,7 GW (inclusiv hidro).

În privința centralelor convenționale, datele colectate de la principalii producători de energie electrică și termică în cogenerare au pus la dispoziția Transelectrica intențiile acestora de retragere definitivă din exploatare sau de retehnologizare a unor grupuri existente, ca urmare a depășirii duratei de viață normate și/sau a neconformării la

cerințele de mediu ale Uniunii Europene (*Directiva 2010/75/UE*), asociate, în unele cazuri, cu înlocuirea acestora cu grupuri noi, mai performante, în principal pe gaze.

La nivelul anului 2024, 72% din grupurile din SEN cu puterea instalată mai mare de 20 MW, totalizând aproape 2,3 GW putere netă, au o vechime mai mare de 30 ani. Dintre acestea, la unele s-au realizat lucrări de rețehnologizare și/sau modernizare, fiind echipate cu instalații pentru reducerea emisiilor care le permit încadrarea în normele impuse de UE, altele, totalizând peste 2,0 GW, vor fi scoase din funcțiune până la sfârșitul anului 2025, urmate până în 2033 de alte grupuri pe gaze (0,3 GW).

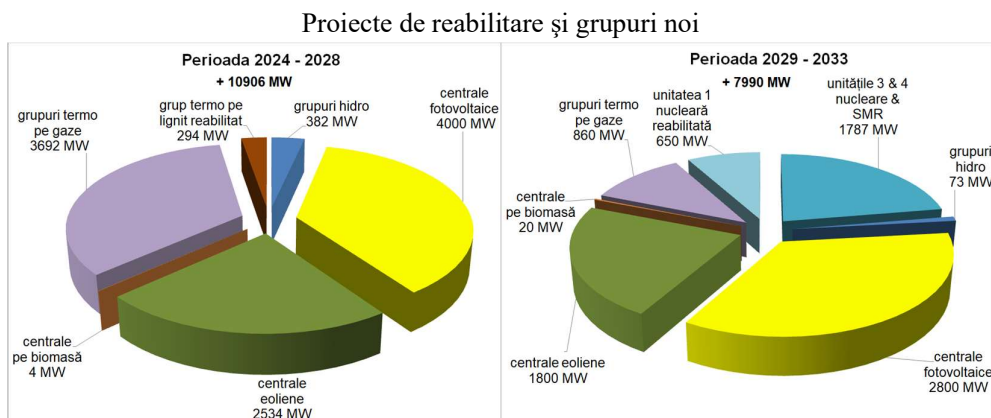
În total, pe măsura depășirii duratei de viață și de către alte grupuri, în Scenariul de Referință analizat, producătorii intenționează să retragă definitiv din exploatare capacități termo ce însumează peste 2,8 GW în perioada 2024–2033, din care 2,3 GW pe cărbune (lignit și huiă) și 0,5 GW pe hidrocarburi. Această reducere de capacitate va fi compensată prin instalarea de grupuri noi pe gaze naturale, totalizând peste 4,5 GW net, ce includ proiectele cu ciclu combinat CCGT de la Ișalnița și Turcenii, prevăzute pentru PIF în 2026, potrivit Planului de restructurare - decarbonare al CE Oltenia, dar și de la Craiova, Iernut (Romgaz), Deva, București (ELCEN) ș.a.

Alături de gaze naturale, energia nucleară rămâne o soluție de dezvoltare strategică, ce va juca un rol important în asigurarea, atât a tranziției spre decarbonizare, cât și a securității energetice, prin punerea în funcțiune a centralei cu reactoare modulare mici (SMR) la începutul anului 2030 și a noilor unități 3 și 4 de la CNE Cernavodă, la sfârșitul anului 2030 și respectiv 2031, conform estimărilor SN Nuclearelectrica SA.

O discontinuitate în producția nucleară va avea loc în perioada 2027-2029, când este programată oprirea în rețehnologizare a unității 1, pentru prelungirea duratei de viață cu 30 ani.

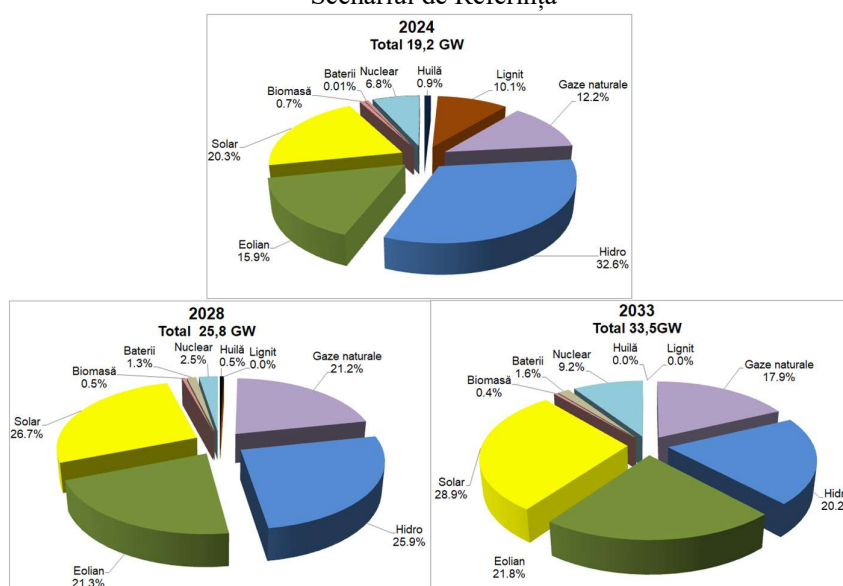
În acest context, tranziția energetică a României către tehnologii cu emisii scăzute de carbon și energie din surse regenerabile presupune un efort investițional considerabil în perioada 2024-2033, corespunzător instalării unor capacități noi în SEN de ≈ 18 GW, conform Scenariului de Referință modelat.

În figura de mai jos sunt prezentate etapizat proiectele de reabilitare și grupurile noi ce vor fi puse în funcțiune în Scenariul de Referință, în perioadele relevante, agregate pe categorii de centrale în funcție de combustibilul principal.



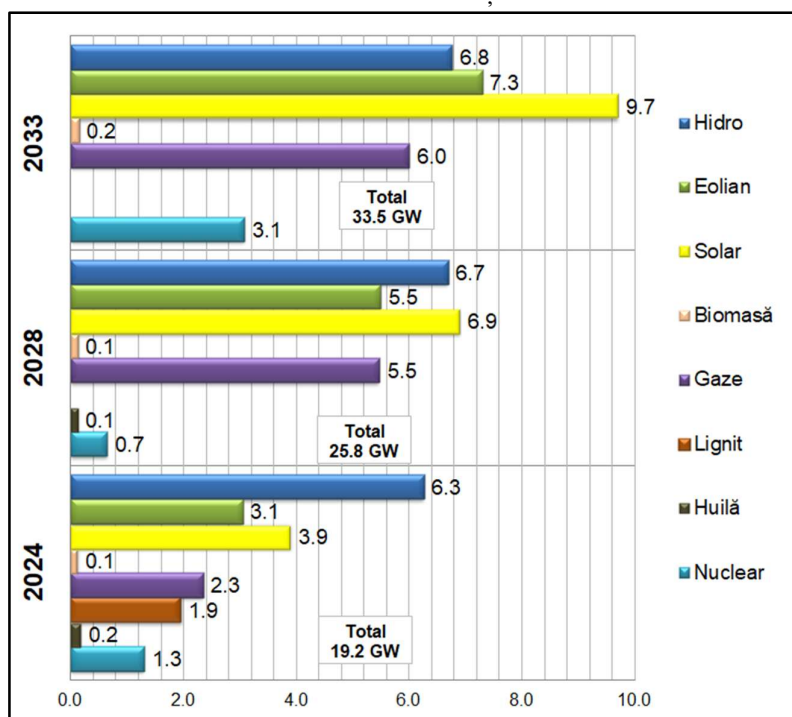
În conformitate cu acest program de dezvoltare, evoluția capacității totale de producere nete disponibile în SEN la nivelul anilor țintă 2024, 2028 și 2033, reprezentată în figura de mai jos ilustrează reducerea participării cărbunelui (totale, a lignitului) în mixul de producere la nivelul anului 2026 și înlocuirii acestuia în viitor cu gaze naturale, surse regenerabile și energie nucleară, în linie cu angajamentele UE în privința reducerii emisiilor de gaze cu efect de seră.

Structura capacității de producere nete disponibile în SEN Scenariul de Referință



În figura de mai jos este prezentată evolutiv capacitatea de producere disponibilă în SEN în Scenariul de Referință pentru anii țintă analizați, 2024, 2028 și 2033.

Evoluția capacității disponibile în SEN Scenariul de Referință



3.2. REȚELE ELECTRICE MUNTENIA

3.2.1. Capacități energetice

Rețeaua electrică de distribuție a energiei electrice din gestiunea Rețele Electrice Muntenia asigură alimentarea cu energie electrică a utilizatorilor din zonele administrativ teritoriale situate în partea sud-estică a României, respectiv Ilfov, Giurgiu și Municipiul București.

Societatea Rețele Electrice Muntenia deține în gestiunea sa următoarele capacități energetice:

a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.2.1.1

Nr Crt	Categorie	2022			2023			2024		
		LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)	LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)	LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)
1	IT (110 kV)	891	272	1.163	882	281	1.164	875	286	1.161
2	MT(35/20/10/6kV)	2.458	9.764	12.222	2.427	9.894	12.321	2.392	9.982	12.374
3	JT (0,4 kV)	8.531	14.929	23.460	8.536	15.009	23.545	8.539	15.166	23.705
4	Branșamente	5.742	6.817	12.559	5.741	6.874	12.615	5.693	6.959	12.653

În anul 2024, la 110kV s-au efectuat lucrări de trecere LEA-LES pe LEA 110 kV Bujoreni - Militari 1, LEA 110 kV Bujoreni - Militari 2, LES 110kV Pajura – Timpuri Noi, LEA 110kV CET Brazi-Fundeni Racord Tincabesti și au fost scoase din exploatare: LES 110 kV FCME – Republica, LES 110 kV Drumul Morarilor – IMUAB, LES 110 kV Titan - Republica. La MT, s-au efectuat lucrări de racordare a noilor utilizatori prin instalarea de posturi de transformare noi 20/0,4 kV, realizarea de noi linii electrice de medie tensiune și noi posturi de transformare 20/0,4 kV pentru îmbunătățirea nivelului de tensiune și creșterea gradului de continuitate în alimentarea cu energie electrică. La JT, ca urmare a solicitărilor de racordare la rețea ale utilizatorilor, s-a prevăzut realizarea unor linii noi de joasă tensiune din posturile noi sau existente, și lucrări de trecere a LEA în LES.

b. Stații electrice, posturi de transformare și puncte de alimentare:

Tabelul nr. 3.2.1.2

Nr. Crt.	Categorie	2022		2023		2024	
		Cantitate (buc)	P total (MW)	Cantitate (buc)	P total (MW)	Cantitate (buc)	P total (MW)
1	Stații electrice (de conexiune/transf.) 110kV	70	5.095	70	5.193	70	5.180
2	Posturi de transformare	9.405	4.014	9.619	4.127	9.841	4.211
3	Puncte de alimentare	197	169	196	169	197	169

Puterea aparentă a transformatoarelor din stațiile IT/MT a scăzut cu 13,36 MVA, consecință a următoarelor modificări: montarea trafo 110/20 kV, 40MVA în statia OBOR, amplificarea trafo 110/20kV de la 2x25MVA la 2x40MVA în stația Otopeni, înlocuirea trafo 110/20kV 25MVA cu 16MVA în statia Giurgiu Vest, scoaterea din exploatare trafo 20/10kV 25MVA în stația Filaret și a trafo 20/10kV 2x25MVA în statia Obor, înlocuirea unor TSI cu puteri diferite.

3.2.2. Durata de funcționare a instalațiilor

a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.2.2.1

Nr. crt.	Categorie	Total LEA+LES (km traseu)	Perioada PIF	Lungime LEA (km traseu)	Lungime LES (km traseu)	Total LEA+LES (km traseu)	% din total categorie
1	IT (110 kV)	1.160,65	înainte de 1960	109,99	0,00	109,99	9,48%
			1960-1979	583,52	72,10	655,63	56,49%

Nr. crt.	Categorie	Total LEA+LES (km traseu)	Perioada PIF	Lungime LEA (km traseu)	Lungime LES (km traseu)	Total LEA+LES (km traseu)	% din total categorie
2	MT	12.373,9	1980-1999	177,43	58,55	235,99	20,33%
			2000-2019	4,09	114,57	118,66	10,22%
			2020-2024	0,00	40,40	40,40	3,48%
			înainte de 1960	0,0	127,8	127,8	1,03%
			1960-1979	1372,0	4717,6	6089,6	49,21%
3	JT	23705	1980-1999	245,0	2290,9	2535,9	20,49%
			2000-2019	727,1	1789,7	2516,8	20,34%
			2020-2024	47,8	1056,1	1103,9	8,92%
			înainte de 1960	0	21	21	0,09%
			1960-1979	1214	6201	7416	31,28%
4	branșamente	12653	1980-1999	2731	6021	8752	36,92%
			2000-2019	4365	2343	6708	28,30%
			2020-2024	228	579	808	3,41%
			înainte de 1960	0	6	6	0,05%
			1960-1979	835	2429	3264	25,80%
			1980-1999	1892	2372	4263	33,69%
			2000-2019	2953	1412	4364	34,49%
			2020-2024	14	740	754	5,96%
			înainte de 1960	0	6	6	0,05%
			1960-1979	835	2429	3264	25,80%

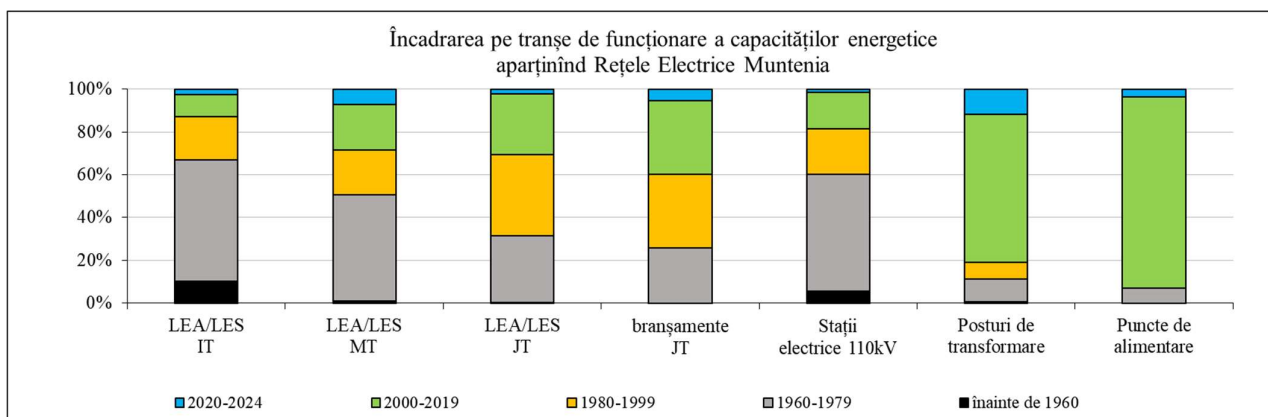
Se constată că o mare parte a liniilor de 110 kV au fost puse în funcțiune înainte de anul 2000 (86,3 %). Referitor la liniile MT și JT, cca. 29,3 %, respectiv 31,7 % au fost puse în funcțiune după anul 2000.

b. Stații electrice, posturi de transformare și puncte de alimentare:

Tabelul nr. 3.2.2.2

Nr. Crt.	Categorie	Cantitate (buc)	Perioada PIF	Cantitate (buc)	% din total categorie
1	Stații electrice 110 kV (de conexiune și/sau de transformare)	70	înainte de 1960	4	5,71%
			1960-1979	38	54,29%
			1980-1999	15	21,43%
			2000-2019	12	17,14%
			2020-2024	1	1,43%
2	Posturi de transformare	9.841	înainte de 1960	43	0,44%
			1960-1979	1027	10,44%
			1980-1999	709	7,20%
			2000-2019	6638	67,45%
			2020-2024	1424	14,47%
3	Puncte de alimentare	197	înainte de 1960	0	0,00%
			1960-1979	14	7,11%
			1980-1999	0	0,00%
			2000-2019	175	88,83%
			2020-2024	8	4,06%

În perioada 2000-2024 au fost puse în funcțiune 13 stații de transformare (18,6 % din numărul total al acestora), 8.062 posturi de transformare (81,92 % din numărul total), respectiv 197 puncte de alimentare (92,89 % din numărul total).



3.2.3. Capacități energetice re tehnologizate / noi

a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.2.3.1

Categorie		2022			2023			2024		
		Lungime linii (km traseu)	Lungime linii reteh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)	Lungime linii (km traseu)	Lungime linii reteh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)	Lungime linii (km traseu)	Lungime linii reteh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)
IT	LEA	891	7.33	0.00	882	0,96	-	875	-	-
	LES	272	7.71	1.82	281	9,68	0,15	286	8,546	-
MT	LEA	2.458	5	13	2.427	16,8	3,0	2.392	9,355	1,81
	LES	9.764	110	264	9.894	65,6	75,9	9.982	79,661	108,463
JT (excl. brans.)	LEA	8.531	22	5	8.536	145	4	8.539	75,362	3,974
	LES	14.929	46	103	15.008	16	56	15.166	68,337	92,079

În anul 2024 au fost realizate lucrări pe liniile de înaltă tensiune 110 kV, având ca scop prevenirea riscului operativ de întrerupere a alimentării cu energie electrică a utilizatorilor pe perioade îndelungate precum Trecere din LEA în LES 110 kV a liniei electrice FUNDENI- CET BRAZI pe o lungime de 8,546 km, precum și lucrări relocare rețele înaltă tensiune LEA 110 kV CET Vest - Militari 2 și LEA 110 kV CET Vest - Militari 1), în lungime de 0,869 km.

Au fost realizate lucrări în rețeaua de medie tensiune, precum modernizarea liniilor de medie tensiune existente, trecerea la tensiunea de 20 kV a posturilor racordate anterior la 10 kV sau 6 kV, construirea de linii noi și realizarea de legături (bucle) între liniile existente.

Lucrările realizate în anul 2024 în rețeaua de joasă tensiune au vizat înlocuirea rețelei aeriene clasice cu conductor torsadat utilizând aceiași stâlpi sau cu înlocuirea stâlpilor degradati/subdimensionati, lucrări de înlocuire a cablurilor subterane și a cutiilor de distribuție/ casetelor stradale aferente, iar bransamentele au fost modernizate, fiind realizate în soluție antifurt, etc.

b. Stații electrice, posturi de transformare și puncte de alimentare:

Tabelul nr. 3.2.3.2

Categorie	2022			2023			2024		
	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice reteh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice reteh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice reteh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)
Stații electrice	70	-	-	70	1	-	70	-	-
Posturi de transformare	9.405	40	252	9.619	53	238	9.841	18	262
Puncte de alimentare	197	6	-	196	1	-	197	-	1

În anul 2024 s-a realizat modernizarea parțială a unui număr de 7 stații de transformare, prin înlocuirea echipamentelor din stațiile de transformare 110/MT Filaret, Obor, Arcuda, Otopeni, Pipera, Pietrișu, Solex precum și prin amplificarea stației Otopeni (de la 2 x 25 MVA la 2 x 40 MVA).

De asemenea, au fost realizate lucrări de modernizare a posturilor de transformare și a punctelor de alimentare, pentru un volum de 18 posturi de transformare, selectate în funcție de indicatorii de calitate ai serviciului. Totodată, s-a realizat transformarea a 13 PTA/PTM în PTAB, cu integrarea acestora în sistemul de telecontrol, precum și construirea a unui număr de 7 posturi de transformare noi din fonduri proprii ale operatorului, în scopul îmbunătățirii nivelului de tensiune în rețelele existente și al extinderii rețelelor de distribuție în vederea electrificării localităților.

3.2.4. Realizarea planului anual de investiții

Tabelul nr. 3.2.4.1

		UM	2022	2023	2024
TOTAL	Proгноzat	Mil. lei	272,906	311,716	560,359
	Realizat	Mil. Lei	417,028	406,728	528,533
Din surse proprii	Proгноzat	Mil. Lei	205,329	215,814	394,641
	Realizat	Mil. Lei	249,578	294,765	385,375
Din alte contribuții financiare	Proгноzat	Mil. Lei	67,576	95,902	165,718
	Realizat	Mil. lei	167,449	111,962	143,158

Notă:

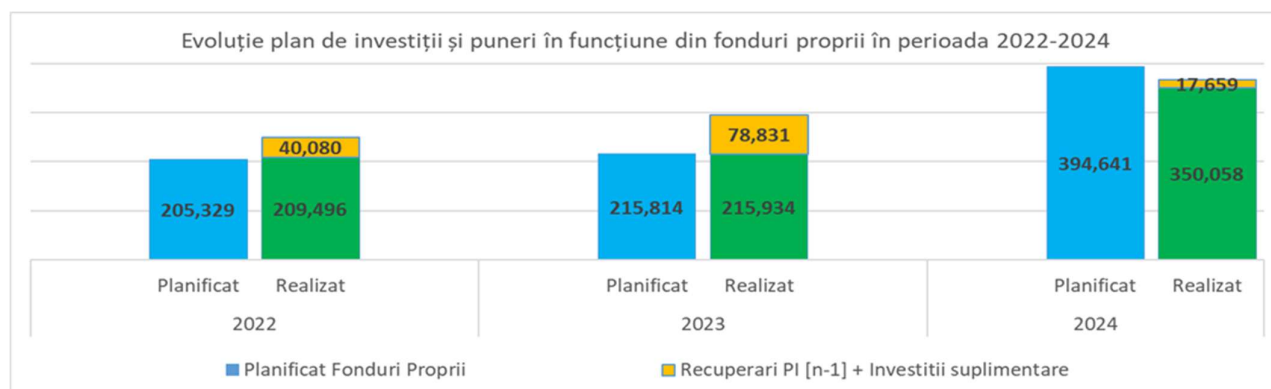
Valorile sunt în termeni nominali ai fiecărui an iar indicele inflației pentru anul 2024 este de 1,046.

Valorile totale realizate, finanțate din fonduri proprii și contribuții financiare, conțin lucrări suplimentare, astfel:

- 2022: lucrări recuperate în valoare de 1.170.942 lei + 9,375.507 lei (aplicații informatice) și investiții suplimentare de 29.791.377 lei;

- 2023: lucrări recuperate în valoare de 877.808 lei și investiții suplimentare în valoare de 78.884.119 lei;

- 2024: lucrări recuperate în valoare de 1.207.302 lei și investiții suplimentare în valoare de 16.451.274 lei.



Defalcarea investițiilor realizate în anul 2024, pe categorii de lucrări și niveluri de tensiune este prezentată în tabelul următor:

Tabelul nr. 3.2.4.2

	Valoare realizată (IT+MT+JT) [lei]		Valoare realizată la IT [lei]		Valoare realizată la MT [lei]		Valoare realizată la JT [lei]	
	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii
Total	528.533.985	385.375.399	31.257.063	27.208.256	243.611.586	176.025.267	253.665.336	182.141.876
A.	61.618.107	61.618.107	-	-	61.054.528	61.054.528	563.580	563.580
A1	61.618.107	61.618.107	-	-	61.054.528	61.054.528	563.580	563.580
A2	-	-	-	-	-	-	-	-
A3	-	-	-	-	-	-	-	-
B	416.028.613	274.795.420	31.257.063	27.208.256	174.256.817	108.176.464	210.514.734	139.410.701
B1	33.126.846	33.126.846	26.399.313	26.399.313	6.727.533	6.727.533	-	-

B2	17.235.739	17.235.739	-	-	7.416.382	7.416.382	9.819.356	9.819.356
B3	57.739.794	57.739.794	808.942	808.942	34.162.274	34.162.274	22.768.578	22.768.578
B4	51.156.519	50.351.976	-	-	23.021.690	22.510.701	28.134.829	27.841.275
B5	35.381.341	35.381.341	-	-	572.650	572.650	34.808.691	34.808.691
B6	221.388.374	80.959.724	4.048.807	-	102.356.287	36.786.923	114.983.280	44.172.801
C	50.887.264	48.961.871	-	-	8.300.242	6.794.276	42.587.022	42.167.596
C1	17.515.733	17.515.733	-	-	-	-	17.515.733	17.515.733
C2	7.699.788	7.699.788	-	-	-	-	7.699.788	7.699.788
C3	-	-	-	-	-	-	-	-
C4	23.503.057	21.577.664	-	-	7.658.172	6.152.206	15.844.885	15.425.458
C5	2.168.687	2.168.687	-	-	642.070	642.070	1.526.617	1.526.617

Categoriile de lucrări A-C sunt definite în conformitate cu prevederile Procedurii privind fundamentarea și aprobarea planurilor de dezvoltare și de investiții ale operatorului de transport și de sistem și ale operatorilor de distribuție a energiei electrice, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 98/2022, astfel:

A.	ESENTIALE - Total (A1+A2+A3)
A1	re tehnologizarea și modernizarea liniilor/stațiilor și posturilor de transformare existente care sunt supraîncărcate, considerate locuri de muncă cu condiții deosebite din punct de vedere al securității muncii sau care au parametri tehnici necorespunzători în conformitate cu normele în vigoare
A2	înlocuirea echipamentelor existente uzate fizic și moral pentru care nu există piese de schimb și pentru care nu mai pot fi executate lucrări de mentenanță corespunzătoare, înlocuirea echipamentelor pentru a se respecta condițiile de mediu
A3	instalații pentru compensarea factorului de putere
B.	NECESARE - Total (B1+B2+B3+B4+B5+B6)
B1	înlocuirea echipamentelor existente amortizate, ai căror parametri tehnici nu mai corespund cu normativele în vigoare și care nu mai asigură respectarea parametrilor de performanță și calitate prevăzuți în legislație
B2	înlocuirea de echipamente, lucrări de re tehnologizare și modernizare pentru reducerea CPT
B3	îmbunătățirea calității serviciului de distribuție
B4	realizarea de capacități noi, extinderea rețelei existente pentru alimentarea noilor utilizatori
B5	implementarea sistemelor de măsurare inteligentă precum și cele pentru asigurarea securității cibernetice
B6	noi racordări, inclusiv cele impuse de legislația primară, întărirea rețelei pentru noile racordări, precum și cota parte neacoperită de tariful de racordare
C.	JUSTIFICABILE - Total (C1+C2+C3+C4)
C1	achiziția de echipamente pentru asigurarea securității muncii și achiziția de echipamente de lucru
C2	îmbunătățirea condițiilor de muncă
C3	preluări de capacități energetice de distribuție a energiei electrice de la terți
C4	înlocuirea grupurilor de măsurare și înlocuiri ale unor părți componente ale mijloacelor fixe
C5	înlocuiri în urma incidentelor
C6	modernizare clădiri tehnice (stații/posturi transformare)
C7	panouri fotovoltaice pt. consum propriu – stații

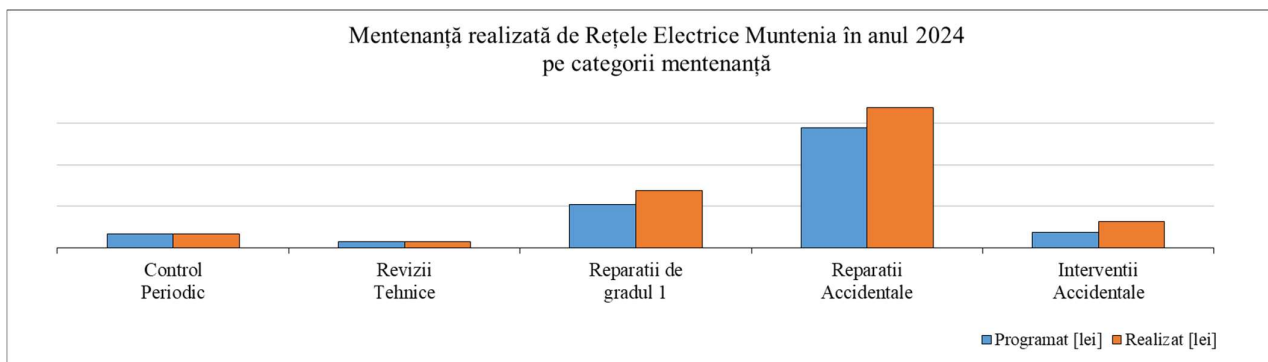
Conform prevederilor Procedurii privind fundamentarea și aprobarea planurilor de dezvoltare și de investiții ale operatorului de transport și de sistem și ale operatorilor de distribuție a energiei electrice, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 98/2022, operatorul de rețea are posibilitatea de recuperare a investițiilor nefinalizate din planul de investiții al anului 2024, în cursul primului semestru al anului 2025.

3.2.5. Realizarea planului anual de mentenanță

a. Gradul de realizare valorică a programului de mentenanță pe categorii de lucrări de mentenanță

Tabelul nr. 3.2.5.1

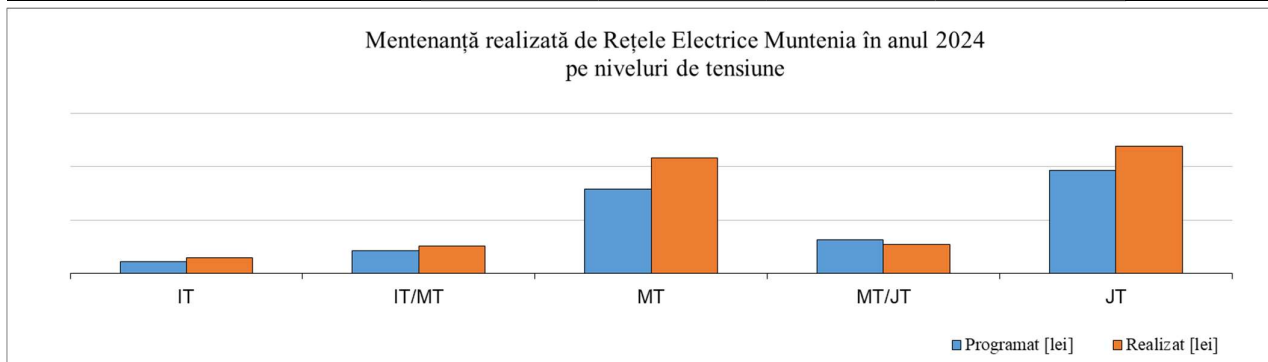
	Lucrări Operative	Control Periodic	Revizii Tehnice	Reparații de gradul 1	Reparații de gradul 2	Reparații Accidentale	Intervenții Accidentale	TOTAL
Programat	-	6,54	3,09	20,78	-	57,79	7,59	95,79
Realizat	-	6,80	2,96	27,65	-	67,51	12,83	117,75
Realizare program [%]	-	103,92%	95,97%	133,07%	-	116,83%	168,95%	122,93%



b. Grad de realizare valorică a programului de mentenanță pe niveluri de tensiune

Tabelul nr. 3.2.5.3

Nivel tensiune	IT	IT/MT	MT	MT/JT	JT
Programat [lei]	4,36	8,58	31,56	12,63	38,66
Realizat [lei]	5,83	10,13	43,32	10,87	47,60
Realizare program [%]	133,76%	118,14%	137,24%	86,10%	123,11%



Programul de mentenanță a fost realizat în proporție de 122,93 %. Din lucrările realizate, 31,7 % reprezintă lucrări de mentenanță preventivă iar 68,3 % reprezintă lucrări de mentenanță corectivă.

Din analiza gradului de realizare a programului de mentenanță pe tipuri de mentenanță, se constată realizarea programului de mentenanță preventivă (control periodic, revizii tehnice, reparații de grad 1 și 2) în proporție de 123 %. Lucrările de mentenanță corectivă de tip reparații și intervenții accidentale au fost realizate în proporție de 122,9 %.

3.2.6. Incidente deosebite în anul 2024

Conform raportărilor incidentelor deosebite, în anul 2024 s-au înregistrat 129 incidente deosebite în rețeaua de distribuție din gestiunea Rețele Electrice Munteania, astfel:

Tabelul nr. 3.2.6.1

	București	Ilfov	Giurgiu	TOTAL
Incidente deosebite	71	51	7	129
Utilizatori afectați cumulat	867.174	482.151	58.465	1.407.790
Putere întreruptă cumulat [MW]	403,48	238,12	25,77	667
Energie nelivrată cumulat [MWh]	89,46	63,3	8,48	161
Medie utilizatori afectați /incident	12.214	9.454	8,352	10.913
Medie putere nelivrată /incident [MWh]	5,68	4,67	3,68	5,17
Medie energie nelivrată /incident [MWh]	1,26	1,24	1,21	1,25

Încadrarea pe cauze ale incidentelor deosebite înregistrate în anul 2024 se regăsește în tabelul următor:

Tabelul nr. 3.2.6.2

Cauze interne OD		Cauze externe OD			Cauze neidentificate
Defecte interne în instalații	Vegetație crescută în culoar LEA	Fenomene meteo defavorabile	Acțiuni externe (terți/alți OR/animale)	Altele (defecte în instalațiile utilizatorilor)	
82	-	25	15	1	6

Din analiza cauzelor se constată că aprox. 64 % din incidentele raportate au avut cauze interne OD, identificate în defecte ale elementelor de rețea, iar cca. 31% sunt incidente provocate de fenomene meteo defavorabile și acțiuni ale terților.

Centralizatorul incidentelor deosebite în rețeaua Rețele Electrice Muntenia în anul 2024 se regăsește în cadrul Anexei nr. 4.

3.3. REȚELE ELECTRICE BANAT

Rețeaua electrică de distribuție a energiei electrice, aparținând Rețele Electrice Banat asigură alimentarea cu energie electrică a utilizatorilor din zonele administrativ teritoriale Arad, Hunedoara, Caraș-Severin și Timiș.

3.3.1. Capacități energetice

Societatea Rețele Electrice Banat S.A. deține în gestiunea sa următoarele capacități energetice:

a. Linii electrice de distribuție

Tabelul nr. 3.3.1.1

Nr. Crt.	Tip	2022			2023			2024		
		LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)	LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)	LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)
1	IT (110 kV)	2.704	10	2.714	2.704	10	2.714	2.700	10	2.710
2	MT(35/20/10/6kV)	10.136	2.892	13.027	10.083	2.977	13.059	10.060	3.154	13.213
3	JT (0,4 kV)	12.873	4.029	16.902	12.958	4.097	17.054	12.987	4.141	17.128
4	Branșamente JT	10.709	2.036	12.744	10.766	2.165	12.931	10.818	2.319	13.136

Scăderea volumului LEA/LES 110kV provine din scoaterea din funcțiune a LEA 110kV Calan-Semicocs T1 și LEA 110kV Calan-Semicocs. Creșterea lungimii totale LEA/LES MT s-a produs ca urmare a racordării la rețea de noi utilizatori prin posturi de transformare noi, puncte de conexiune noi, precum și realizării unor posturi noi în zone cu tensiune scăzută și construirii de linii noi cu reconfigurarea liniilor de medie tensiune existente pentru creșterea gradului de siguranță. Creșterea lungimii totale LEA/LES JT s-a produs ca urmare a realizării unor linii noi de joasă tensiune din posturile noi sau din posturi existente, prin injectii noi de joasă tensiune în rețeaua existentă sau prin realizarea de rețele noi de joasă tensiune, inclusiv reconfigurarea celor existente. De asemenea, ca urmare a solicitărilor de racordare la rețea ale utilizatorilor, în baza soluțiilor propuse pentru alimentarea cu energie electrică, au fost prevăzute branșamente noi de joasă tensiune care conduc la creșterea volumului total de branșamente.

b. Stații electrice, posturi de transformare și puncte de alimentare:

Tabelul nr. 3.3.1.2

Nr. Crt.	Categorie	2022		2023		2024	
		Cantitate (buc)	P total (MW)	Cantitate (buc)	P total (MW)	Cantitate (buc)	P total (MW)
1	Stații electrice (de conexiune/transf.) 110kV	97	4.148	97	4.200	97	4.121
2	Stații electrice (de conexiune/transf.) sub 110kV	26	249	25	243	24	238
3	Posturi de transformare	8.733	2.209	8.889	2.231	9.057	2.255
4	Puncte de alimentare	18	-	17	-	21	-

Puterea aparentă a transformatoarelor din stațiile IT/MT a scăzut cu 78,97 MVA, ca urmare a următoarelor modificări: în stația Azur a fost demontat trafo 40MVA, 110/20kV, în stația Petrila s-a înlocuit trafo 3 110/6 kV- 40MVA cu unul de 16 MVA, în stația Caprisoara 110/20kV s-a înlocuit trafo 1- 110/20kV-40 MVA cu unul de 25 MVA, înlocuiri TSI cu puteri diferite. A fost desființată stația 20/6kV Dolomita 5,6 MVA. Numărul posturilor de transformare și al punctelor de alimentare a crescut cu 172 unități, pe fondul racordării la rețea a unor posturi de transformare noi și realizării unor posturi noi în zonele cu tensiune scăzută și amplificării unor posturi existente, precum și realizarea unor injectii noi de joasă tensiune în rețelele existente.

3.3.2. Durata de funcționare a instalațiilor

a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.3.2.1

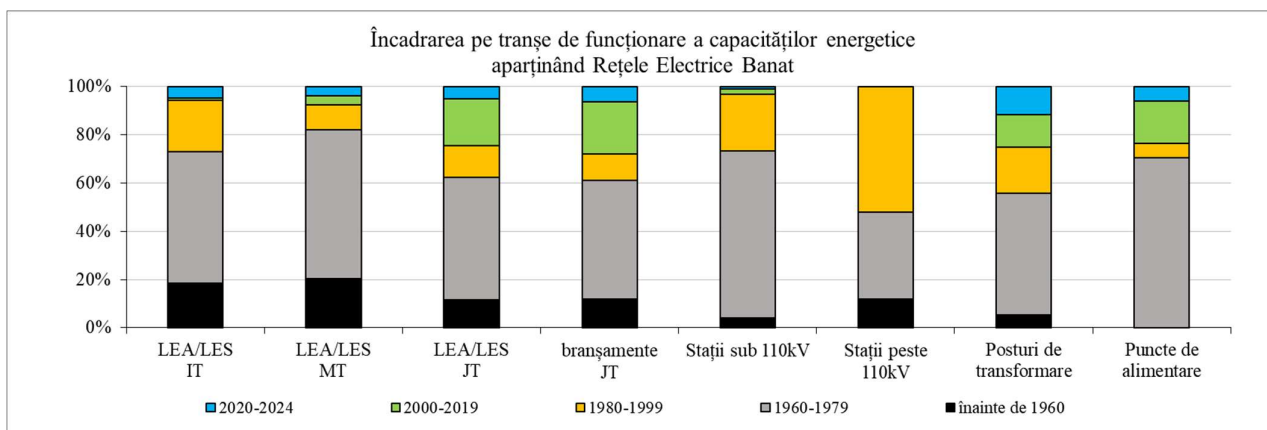
Nr. Crt.	Categorie	Lungime LEA+LES (km traseu)	Perioada PIF	Lungime LEA (km traseu)	Lungime LES (km traseu)	Total LES+LEA (km traseu)	% din total categorie
1	IT (110 kV)	2.709,52	înainte de 1960	501,53	0,00	501,53	18,51%
			1960-1979	1468,33	1,79	1470,12	54,26%
			1980-1999	569,20	4,10	573,30	21,16%
			2000-2019	22,74	2,29	25,03	0,92%
			2020-2024	137,97	1,57	139,54	5,15%
2	MT	13.213	înainte de 1960	1348,5	1236,6	2585,2	19,57%
			1960-1979	7268,7	558,8	7827,5	59,24%
			1980-1999	989,2	312,0	1301,3	9,85%
			2000-2019	77,4	427,8	505,2	3,82%
			2020-2024	375,7	618,3	994,0	7,52%
3	JT	17.128	înainte de 1960	1436	372	1808	10,56%
			1960-1979	6647	1916	8564	50,00%
			1980-1999	1309	904	2213	12,92%
			2000-2019	2719	467	3186	18,60%
			2020-2024	875	482	1356	7,92%
4	branșamente	13.136	înainte de 1960	1411	126	1536	11,69%
			1960-1979	5741	634	6375	48,53%
			1980-1999	1135	288	1423	10,83%
			2000-2019	2327	460	2787	21,22%
			2020-2024	204	811	1015	7,73%

Se constată că o mare parte a liniilor electrice de distribuție de 110 kV și MT au fost puse în funcțiune înainte de anul 2000 (93,9 % dintre liniile de IT, respectiv cca. 88,65 % dintre liniile de MT). Cca. 72,43 % din liniile electrice de distribuție de JT/branșamente au fost puse în funcțiune înainte de anul 2000.

b. Stații electrice, posturi de transformare și puncte de alimentare:

Tabelul nr. 3.3.2.2

Categorie	Cantitate (buc)	Perioada PIF	Cantitate (buc)	% din total categorie
Stații electrice (de conexiune și/sau de transformare) 110kV	97	înainte de 1960	4	4,12%
		1960-1979	67	69,07%
		1980-1999	22	22,68%
		2000-2019	2	2,06%
		2020-2024	2	2,06%
Stații electrice (de conexiune și/sau de transformare) sub 110kV	24	înainte de 1960	3	12,50%
		1960-1979	8	33,33%
		1980-1999	13	54,17%
		2000-2019	0	0,00%
		2020-2024	0	0,00%
Posturi de transformare	9.057	înainte de 1960	448	4,95%
		1960-1979	4.343	47,95%
		1980-1999	1.647	18,18%
		2000-2019	1.127	12,44%
		2020-2024	1.492	16,47%
Puncte de alimentare	21	înainte de 1960	0	0,00%
		1960-1979	12	57,14%
		1980-1999	2	9,52%
		2000-2019	3	14,29%
		2020-2024	4	19,05%



3.3.3. Capacități energetice re tehnologizate / noi

a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.3.3.1

Categorie		2022			2023			2024		
		Lungime linii (km traseu)	Lungime linii rețeh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)	Lungime linii (km traseu)	Lungime linii rețeh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)	Lungime linii (km traseu)	Lungime linii rețeh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)
IT	LEA	2.704	35,86	-	2.704	124,1	-	2.700	13,6	-
	LES	10	1,57	0,2	10	-	-	9,97	-	-
MT	LEA	10.136	130,67	43,17	10.083	182,6	4,3	10.059,5	204,2	9,4
	LES	2.892	33,64	121,84	2.977	28,9	39,9	3.153,5	41,9	51,5
JT (excl. bransam.)	LEA	12.873	143,46	16,91	12.958	148	15	12.987	314	2
	LES							4.141	25	143

În anul 2024 au fost executate lucrări de modernizări de linii IT cu un volum total de 13,6 km. Principalele lucrări de modernizare au fost pe LEA 110kV Baru Mare – Lonea și LEA 110kV CET – CFR Sofronea prin înlocuirea stâlpilor de beton deteriorați.

Principalele lucrări în rețeaua de MT au fost de modernizare LEA MT Gurahont – Vârfuri, LEA 20 kV Topolovăț, Masloc – et. 2, LEA Valiug – racord Raul Alb, majorare secțiune pe bucla cu LEA Ghiroda și LEA Chizatau și înlocuire izolație și conductor pe racordul 346/1 - 346/135, înlocuire izolație pe racorduri, creștere siguranță în alimentare consumatori din localitățile Moșnita Nouă și Moșnița Veche, îmbunătățire siguranță în alimentare cu energie electrică a consumatorilor din zona de nord a municipiului Timișoara și a localităților adiacente.

Principalele lucrări în rețeaua de JT au fost de modernizarea LEA JT și a bransamentelor în localitățile Bania, Bautar, Arad – zona PTA 8377, 8378 și 8371, Becicherecu Mic, creșterea capacității rețelelor de distribuție în localitatea Biled, modernizarea cutiilor și tablourilor de distribuție în PTA-uri și PTZ-uri_Intrinsec Safety.

b. Stații electrice, posturi de transformare și puncte de alimentare:

Tabelul nr. 3.3.3.2

Categorie	2022			2023			2024		
	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice rețeh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice rețeh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice rețeh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)
Stații electrice	123	1	1	122	1	-	121	1	-
Posturi de transformare	8.733	250	169	8.889	214	174	9.057	338	177
Puncte de alimentare	18	-	-	17	3	-	21	1	3

Principalele lucrări realizate în anul 2024 au avut ca scop creșterea gradului de siguranță în alimentarea cu energie electrică a consumatorilor. Acestea au inclus modernizarea celulelor de IT din stația 110/20 kV IRUM + protecții 110 kV, modernizarea posturilor de transformare prin înlocuirea aparaturii primar și instalarea echipamentelor de comandă, control la distanță și protecție și construirea de posturi noi pentru îmbunătățirea nivelului de tensiune în rețelele existente și pentru extinderea rețelelor de distribuție în vederea electrificării localităților.

3.3.4. Realizarea planului anual de investiții

Tabelul nr. 3.3.4.1

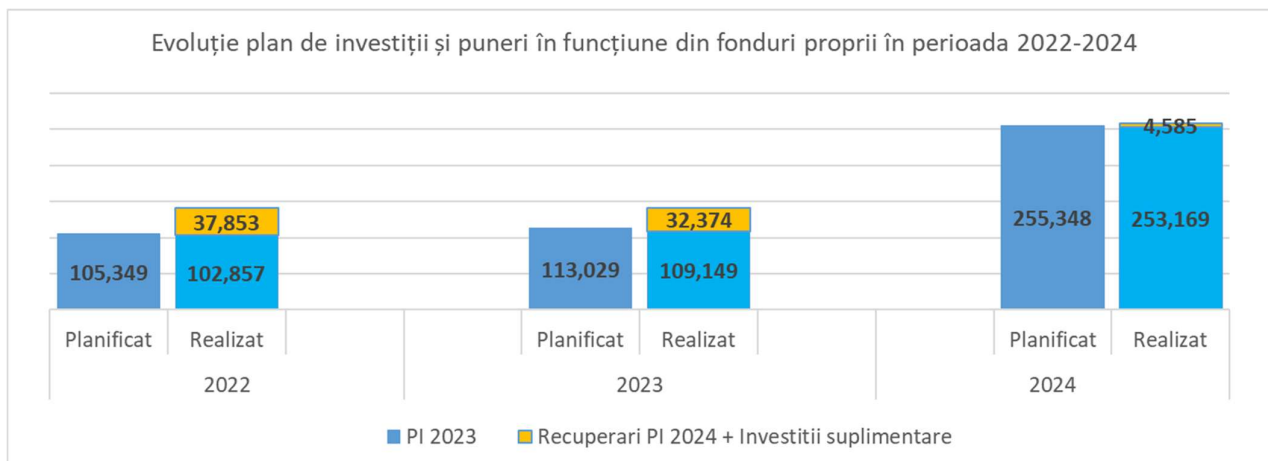
		UM	2022	2023	2024
TOTAL	Proгноzat	Mil. lei	156,169	184,801	328,532
	Realizat	Mil. lei	198,044	251,273	317,001
Din surse proprii	Proгноzat	Mil. lei	126,487	134,785	271,015
	Realizat	Mil. lei	155,659	172,015	267,126
Din alte contribuții financiare	Proгноzat	Mil. lei	29,681	50,016	57,517
	Realizat	Mil. lei	42,384	79,257	49,875

Notă:

Valorile sunt în termeni nominali ai fiecărui an iar indicele inflației pentru anul 2024 este de 1.046.

Valorile totale realizate, din fonduri proprii și contribuții financiare, conțin lucrări suplimentare astfel:

- 2022: lucrările recuperate în valoare de 3.954.240 lei + 5.044.648 lei (aplicații informatice) și lucrări suplimentare în valoare de 18.455.086 lei;
- 2023: lucrările recuperate în valoare de 417.941 lei și lucrări suplimentare în valoare de 36.492.657 lei;
- 2024: lucrările suplimentare în valoare de 4.584.735 lei.



Defalcarea investițiilor realizate în anul 2024, pe categorii de lucrări și niveluri de tensiune este prezentată în tabelul următor:

Tabelul nr. 3.3.4.2

Nr. crt.	Valoare realizată [lei] (IT+MT+JT)		Valoare realizată la IT [lei]		Valoare realizată la MT [lei]		Valoare realizată la JT [lei]	
	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii
Total	317.001.412	267.126.372	12.141.162	10.335.526	120.531.755	100.792.983	184.328.495	155.997.863
A.	0	0	0	0	0	0	0	0
A1	0	0	0	0	0	0	0	0
A2	0	0	0	0	0	0	0	0
A3	0	0	0	0	0	0	0	0
B	249.863.942	199.988.902	6.809.956	5.004.321	104.652.398	84.913.626	138.401.587	110.070.955
B1	0	0	0	0	0	0	0	0
B2	20.245.927	20.245.927	0	0	624.992	624.992	19.620.935	19.620.935
B3	94.878.761	94.878.761	5.004.321	5.004.321	70.915.139	70.915.139	18.959.301	18.959.301

B4	14.474.079	10.731.252	0	0	5.858.792	4.720.678	8.615.287	6.010.574
B5	20.912.179	20.912.179	0	0	365.330	365.330	20.546.849	20.546.849
B6	99.339.970	53.207.758	1.805.636	0	26.875.120	8.274.462	70.659.215	44.933.296
C	67.150.495	67.150.495	5.331.206	5.331.206	15.892.382	15.892.382	45.926.908	45.926.908
C1	15.898.606	15.898.606	0	0	0	0	15.898.606	15.898.606
C2	5.687.923	5.687.923	0	0	0	0	5.687.923	5.687.923
C3	0	0	0	0	0	0	0	0
C4	38.028.393	38.028.393	5.331.206	5.331.206	11.626.185	11.626.185	21.071.003	21.071.003
C5	7.535.574	7.535.574	0	0	4.266.197	4.266.197	3.269.377	3.269.377

Categoriile de lucrări A-C definite în cadrul tabelului 3.2.4.2.

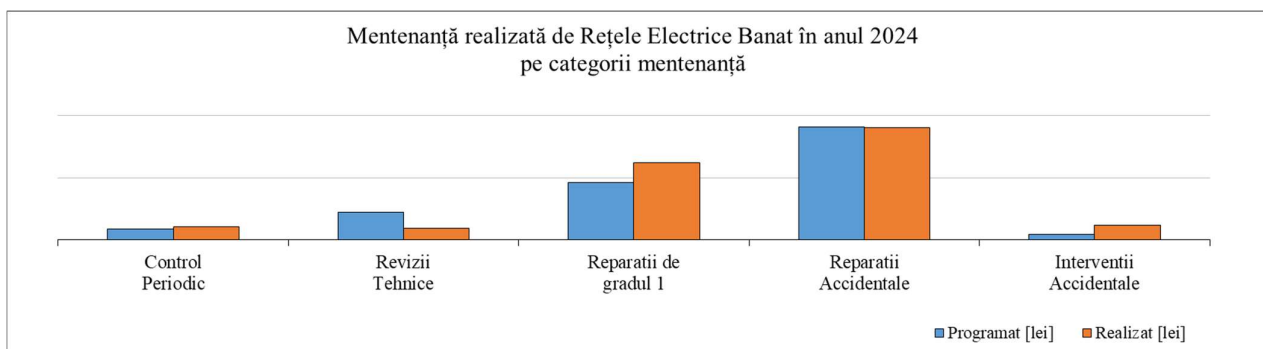
Conform prevederilor *Procedurii privind fundamentarea și aprobarea planurilor de dezvoltare și de investiții ale operatorului de transport și de sistem și ale operatorilor de distribuție a energiei electrice*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 98/2022, operatorul de rețea are posibilitatea de recuperare a investițiilor nefinalizate din planul de investiții al anului 2024, în cursul primului semestru al anului 2025.

3.3.5. Realizarea planului anual de mentenanță

a. Gradul de realizare valorică a programului de mentenanță pe categorii de lucrări de mentenanță

Tabelul nr. 3.3.5.1

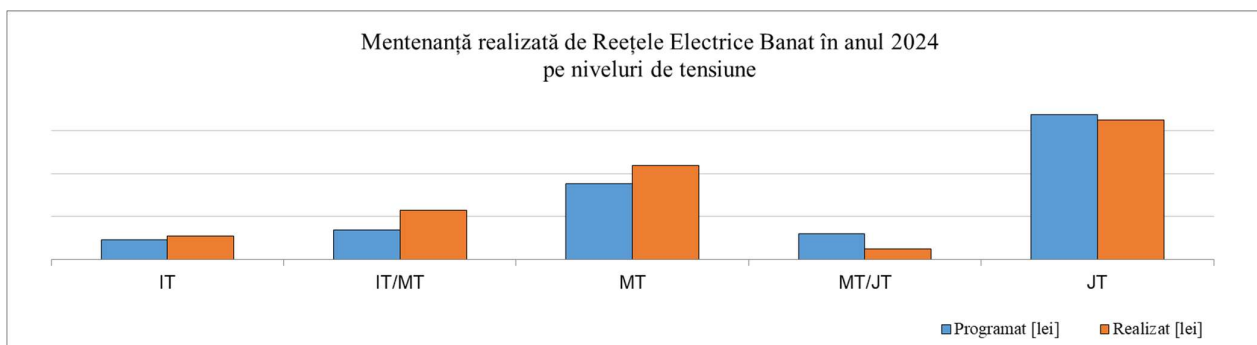
	Lucrari Operative	Control Periodic	Revizii Tehnice	Reparatii de gradul 1	Reparatii de gradul 2	Reparatii Accidentale	Interventii Accidentale	TOTAL
Programat	-	3,50	9,00	18,32	0,00	36,21	1,81	68,84
Realizat	-	4,26	3,83	24,75	0,00	36,10	4,82	73,76
Realizare program [%]	-	121,5%	42,6%	135,1%	-	99,7%	265,9%	107,2%



b. Grad de realizare valorică a programului de mentenanță pe niveluri de tensiune

Tabelul nr. 3.3.5.3

Nivel tensiune	IT	IT/MT	MT	MT/JT	JT
Programat [lei]	4,60	6,96	17,64	5,97	33,67
Realizat [lei]	5,44	11,45	21,90	2,47	32,50
Realizare program [%]	118,3%	164,5%	124,2%	41,5%	96,5%



Programul de mentenanță la nivel de OD a fost realizat în proporție de 107,2 %. Din lucrările realizate, 44,5 % reprezintă lucrări de mentenanță preventivă, iar 55,5 % reprezintă lucrări de mentenanță corectivă. Din valoarea totală programată a lucrărilor de mentenanță, lucrările de reparații și intervenții accidentale prognozate reprezintă 55,2 %, iar din valoarea totală realizată acestea reprezintă 55,5 %.

Se constată că lucrările de mentenanță preventivă (control periodic, revizii tehnice, reparații de grad 1 și 2) în anul 2024 au fost realizate în proporție de 106,6 % iar lucrările de mentenanță corectivă de tip reparații și intervenții accidentale au fost realizate în proporție de 107,6 %.

3.3.6. Incidente deosebite în anul 2024

Conform raportărilor incidentelor deosebite, în anul 2024 în rețeaua Rețele Electrice Banat s-au înregistrat 113 incidente deosebite, cu distribuția:

Tabelul nr. 3.3.6.1

	Arad	Caraș-Severin	Hunedoara	Timis	e-Distribuție Banat
Incidente deosebite	36	13	16	48	113
Utilizatori afectați cumulat	271.860	130.134	169.924	391.741	963.659
Putere întreruptă cumulat [MW]	93,8	43,7	55,3	196,0	388,8
Energie nelivrată cumulat [MWh]	29,2	13,1	9,8	45,5	97,7
Medie utilizatori afectați / incident	7.551,7	10.010,3	10.620,3	8.161,3	8.528,0
Medie Putere Întreruptă / incident [MWh]	2,6	3,4	3,5	4,1	3,4
Medie Energie Nelivrată / incident [h]	0,8	1,0	0,6	0,9	0,9

Încadrarea pe cauze ale incidentelor deosebite înregistrate în anul 2024 se regăsește în tabelul următor:

Tabelul nr. 3.3.6.2

Cauze interne OD		Cauze externe OD			Cauze neidentificate
Defecte interne în instalații	Vegetație crescută în culoar LEA	Fenomene meteo defavorabile	Acțiuni externe (terți/alți OR/animale)	Altele (defecte în instalațiile utilizatorilor)	
55	-	24	13	2	19

Din analiza cauzelor se constată că aprox. 49 % din incidentele raportate au avut cauze interne OD, identificate în defecte ale elementelor de rețea, cca. 34 % au cauze externe precum fenomene meteo defavorabile și defecte provocate de terți, iar 10% au cauze raportate ca neidentificate.

Centralizatorul incidentelor deosebite în rețeaua Rețele Electrice Banat se regăsește în cadrul Anexei nr. 4.

3.4. REȚELE ELECTRICE DOBROGEA

3.4.1. Capacități energetice

Rețeaua electrică de distribuție a energiei electrice, din gestiunea Rețele Electrice Dobrogea, asigură alimentarea cu energie electrică a utilizatorilor din zonele administrativ teritoriale situate în partea sud-estică a României: Ialomița, Călărași, Tulcea și Constanța.

Societatea Rețele Electrice Dobrogea S.A. deține în gestiunea sa următoarele capacități energetice:

a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.4.1.1

Nr. Crt.	Categorie	2022			2023			2024		
		LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)	LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)	LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)
1	IT (110 kV)	2.621	34	2.655	2.621	34	2.655	2.623	41	2.664
2	MT(35/20/10/6kV)	8.851	1.993	10.844	8.802	2.065	10.867	8.794	2.161	10.955
3	JT (0,4 kV)	8.506	2.533	11.039	8.511	2.583	11.094	8.531	2.587	11.118
4	Branșamente	11.728	2.191	13.919	11.751	2.202	13.954	11.796	2.212	14.008

În anul 2024 au fost executate următoarele lucrări pe LEA 110kV Sălbată 2 EDD – Marmura, pe LES 110kV SNC-Port 5, LES 110 kV Port 2-Port 5, lucrări la stația 110kV Port, LEA Hârșova -SRP1 la PIF stația 110/6kV SRP 1 Hârșova, LES 110kV Năvodari- Mamaia la PIF stația 110/20 kV Mamaia.

Creșterea lungimii totale a LEA/LES MT s-a produs ca urmare a racordării la rețea de noi utilizatori prin posturi de transformare noi, puncte de conexiune noi, precum și realizării unor posturi și linii noi în zonele cu tensiune scăzută pentru creșterea gradului de continuitate. Creșterea lungimii totale LEA/LES JT s-a produs ca urmare a realizării unor linii noi de joasă tensiune, din posturile noi sau din posturi existente, injecții noi de joasă tensiune în rețeaua existentă sau realizării de rețele noi de joasă tensiune însoțită de reconfigurarea rețelei de joasă tensiune. De asemenea, ca urmare a solicitărilor utilizatorilor privind racordarea la rețea, în baza soluțiilor tehnice stabilite pentru alimentarea cu energie electrică, au fost prevăzute branșamente noi de joasă tensiune, ceea ce a condus la creșterea volumului total de branșamente.

b. Stații electrice, posturi de transformare și puncte de alimentare:

Tabelul nr. 3.4.1.2

Nr. Crt.	Categorie	2022		2023		2024	
		Cantitate (buc)	P total (MW)	Cantitate (buc)	P total (MW)	Cantitate (buc)	P total (MW)
1	Stații electrice (de conexiune și/sau transf.) 110kV	120	4.198	122	4198	125	4.305
2	Stații electrice (de conexiune și/sau transf.) sub 110kV	78*	348	74	334	72	329
3	Posturi de transformare	6,373	2,016	6471	2049	6.638	2.095
4	Puncte de alimentare	19	5,5	21	4,5	20	4,5

În anul 2024 au fost puse în funcțiune un număr de 3 stații electrice 110kV/MT, respectiv stațiile Port 5, Mamaia, SRP 1 Hârșova (stație scoasă din funcțiune în 2023, modernizată și repusă în exploatare în 2024).

De asemenea s-au realizat lucrări de amplificare în mai multe stații, astfel: montare trafo 110/20kV, 2*25MV în stația 110/20kV Mamaia, trafo 110/6kV 16MVA în stația 110/6kV SRP 1 Hârșova, trafo 110/6 kV, 16MVA în stația Dorobanțu, înlocuire trafo 110/20kV 16MVA cu 25MVA în stația 110/20/6kVA Tămădău, înlocuire trafo 110/20kV 10MVA cu 25MVA în stația 110/20kVA Căzănești, înlocuiri TSI cu putere diferite.

Au fost dezactivate un număr de două stații MT/MT, respectiv PT 1453 SRP2 Stupina, PCZ 3216 SRPP 6. Pentru posturile și punctele de alimentare, se constată o creștere a numărului acestora ca urmare a numărului mai mare de posturi de transformare racordate, în raport cu cele dezafectate/casate.

3.4.2. Durata de funcționare a instalațiilor

a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.4.2.1

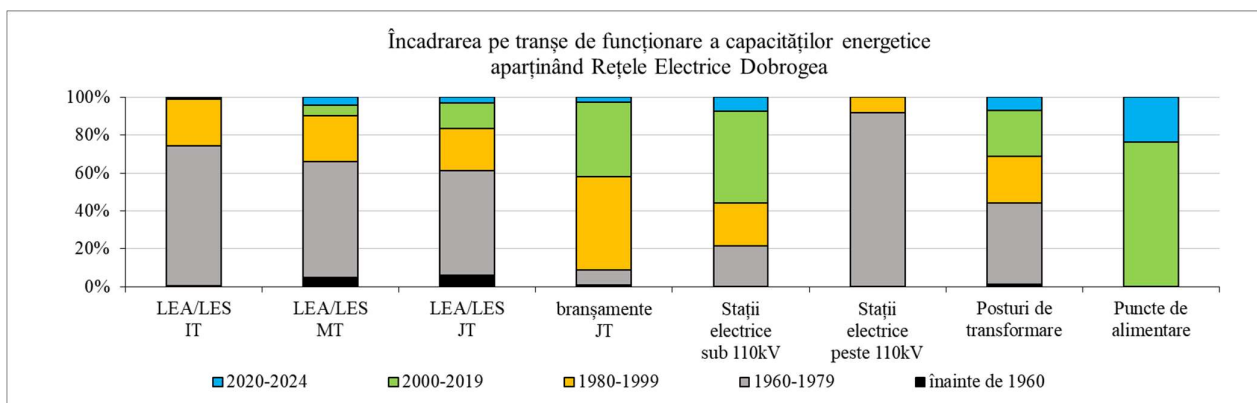
Nr. Crt.	Categorie	Lungime LEA+LES (km traseu)	Perioada PIF	Lungime LEA (km traseu)	Lungime LES (km traseu)	Total LEA+LES (km traseu)	% din total categorie
1	IT	2.664,25	înainte de 1960	15,63	0,00	15,63	0,587%
			1960-1979	1929,72	24,11	1953,82	73,335%
			1980-1999	658,69	0,00	658,69	24,723%
			2000-2019	3,03	9,43	12,46	0,468%
			2020-2024	16,44	7,21	23,65	0,888%
2	MT	10.954,7	înainte de 1960	333,6	70,8	404,5	3,692%
			1960-1979	5646,7	973,0	6619,7	60,428%
			1980-1999	2243,7	400,5	2644,2	24,137%
			2000-2019	333,0	236,2	569,2	5,196%
			2020-2024	236,9	480,3	717,2	6,547%
3	JT	11.118	înainte de 1960	461	58	519	4,667%
			1960-1979	5133	876	6009	54,049%
			1980-1999	1320	1143	2463	22,154%
			2000-2019	1159	322	1481	13,321%
			2020-2024	458	188	646	5,809%
4	Branșamente	14.008	înainte de 1960	81	7	88	0,631%
			1960-1979	1010	149	1159	8,274%
			1980-1999	5774	1097	6871	49,050%
			2000-2019	4656	820	5476	39,091%
			2020-2024	275	139	414	2,954%

Majoritatea liniilor de 110 kV (cca. 98,64 % din total) a fost pusă în funcțiune înainte de anul 2000, iar în cazul liniilor de MT și JT, circa 88,26 % din liniile de MT și 68 % din liniile de JT (inclusiv branșamente).

b. Stații electrice, posturi de transformare și puncte de alimentare:

Tabelul nr. 3.4.2.2

Categorie	Cantitate (buc.)	Perioada PIF	Cantitate (buc.)	%din total categorie
Stații electrice (de conexiune și/sau de transformare)	125	înainte de 1960	0	0,00%
		1960-1979	25	20,00%
		1980-1999	28	22,40%
		2000-2019	59	47,20%
		2020-2024	13	10,40%
Stații electrice (de conexiune și/sau de transformare)	72	înainte de 1960	0	0,00%
		1960-1979	66	91,67%
		1980-1999	6	8,33%
		2000-2019	0	0,00%
		2020-2024	0	0,00%
Posturi de transformare	6638	înainte de 1960	77	1,16%
		1960-1979	2769	41,71%
		1980-1999	1572	23,68%
		2000-2019	1565	23,58%
		2020-2024	655	9,87%
Puncte de alimentare	20	înainte de 1960	0	0,00%
		1960-1979	0	0,00%
		1980-1999	0	0,00%
		2000-2019	15	75,00%
		2020-2024	5	25,00%



3.4.3. Capacități energetice re tehnologizate / noi

a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.4.3.1

Categorie		2022			2023			2024		
		Lungime linii (km traseu)	Lungime linii reteh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)	Lungime linii (km traseu)	Lungime linii reteh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)	Lungime linii (km traseu)	Lungime linii reteh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)
IT	LEA	2.621	-	-	2.621	14,1	0	2.624	2	0
	LES	34	-	-	34	0	0	41	0	7
MT	LEA	8.851	44,5	53,2	8.802	49,0	3,8	8.794	69	6
	LES	1.993	32,0	79,0	2.065	26,9	46,4	2.161	74	37
JT (exclusiv branșam.)	LEA	8.506	93	1	8.511	99	5	8.531	202	5
	LES	2.533	15	15	2.583	6	50	2.587	29	40

În anul 2024 au fost executate lucrări pe în rețeaua IT, din care principalele lucrări sunt realizarea LES 110kV Mamaia-Navodari, LES 110kV Port 5- Port1/SNC și LES 110kV Port 5-Port 2 în lungime de 2,6 km, precum și reabilitarea LEA 110kV Hârșova - SRT1 – Hârșova.

Principalele linii de medie tensiune vizate de lucrările din anul 2024 au fost LE 20kV Mănăstirea, îmbunătățirea calității serviciului pentru clienții racordați la A20 10902 - Babadag jud.Tulcea, modernizarea LEA MT Mănăstirea, vol.2, jud. Călărași, îmbunătățirea calității serviciului pentru clienții racordați la S20 5300- loc. Năvodari, jud. Constanța, la A20 20kV București - loc. Budești, jud. Călărași, la LEA 20kV 10000 - loc. Sarinasuf, jud. Tulcea, la LEA 20kV Sticleanu din stația 110/20kV Călărași, de la S3025 la PT3901 - jud. Călărași, modernizarea LEA L6402 loc. Băneasa, jud. Constanța, LEA 20 kV Fiebinți în localitățile Dridu și Fierbinți I - Târg, jud. Ialomița, LEA 20kV 6401 și LEA 20kV 6403, jud. Constanța.

Lucrarile realizate în rețeaua JT au vizat înlocuirea rețelei aeriene clasice cu conductor torsadat, înlocuirea cablurilor subterane și a cutiilor de distribuție / casetelor stradale aferente, precum și modernizarea branșamentelor prin soluții de tip antifurt etc.

b. Stații electrice, posturi de transformare și puncte de alimentare:

Tabelul nr. 3.4.3.2

Categorie	2022			2023			2024		
	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice reteh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice reteh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice reteh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)
Stații electrice	198	7	-	196	-	2	197	2	2
Posturi de transformare	6.373	20	125	6.471	50	141	6.638	19	172

Categorie	2022			2023			2024		
	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice rețeh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice rețeh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice rețeh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)
Puncte de alimentare	19	-	1	21	1	1	20	-	-

În anul 2024 au fost realizate lucrări în rețeaua de înaltă tensiune și în stațiile de transformare 110 kV/MT pentru a preveni riscul operativ de întrerupere a alimentării cu energie electrică a utilizatorilor pe perioade îndelungate.

Principalele lucrări realizate sunt punere în funcțiune a stațiilor Port 5, Mamaia, modernizarea stațiilor SRP1 Hârșova, Cobadin, înlocuirea transformatoarelor de măsură curent și tensiune din celulele de 110kV, realizarea automatizărilor AAR, modernizare protecții și instalații telecomunicații în stațiile de transformare 110kV/MT Călărași, Lehliu, Centru 1. De asemenea, au fost modernizate posturi de transformare prin înlocuirea aparaturii primar și instalarea echipamentelor de comandă, control de la distanță și echipamente de protecție și construirea de posturi noi pentru îmbunătățirea nivelului de tensiune în rețelele existente și pentru extinderea rețelelor de distribuție, în vederea electrificării localităților.

3.4.4. Realizarea planului anual de investiții

Tabelul nr. 3.4.4.1

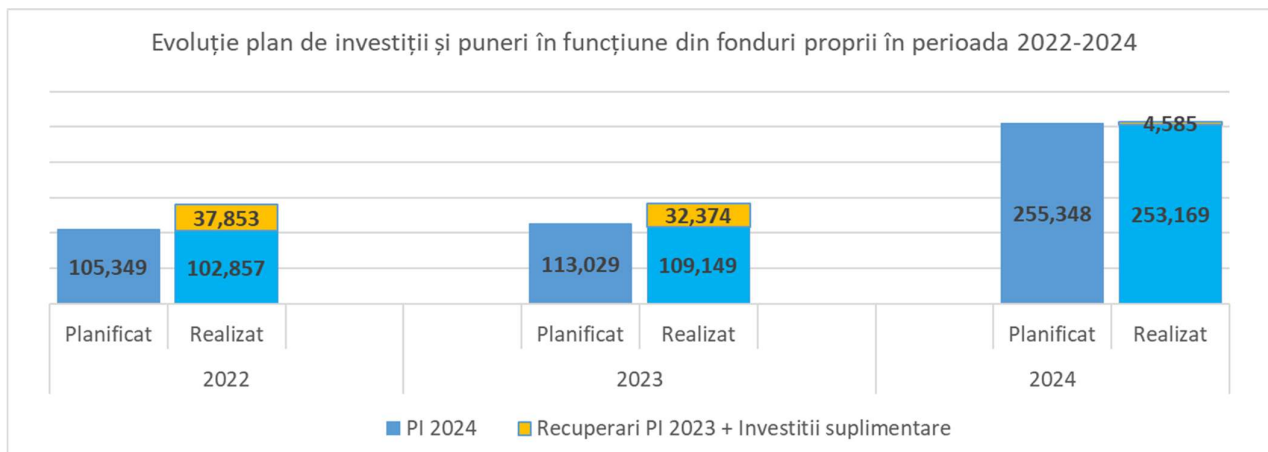
		UM	2022	2023	2024
TOTAL	Proгноzat	Mil. lei	133,598	169,377	307,943
	Realizat	Mil. lei	174,571	217,935	330,781
Din surse proprii	Proгноzat	Mil. lei	105,349	113,029	255,348
	Realizat	Mil. lei	140,710	141,523	257,748
Din alte contribuții financiare	Proгноzat	Mil. lei	28,249	56,348	52,594
	Realizat	Mil. lei	33,860	76,412	73,033

Notă:

Valorile sunt în termeni nominali ai fiecărui an iar indicele inflației pentru anul 2024 este de 1.046.

Valorile realizate conțin lucrări suplimentare, astfel:

- 2021: lucrările recuperate în valoare de 10.234.902 lei și lucrări suplimentare în valoare de 7.095.172 lei;
- 2022: lucrările recuperate în valoare de 248.506 lei + 4.546.396 lei (aplicații informatice) și lucrări suplimentare în valoare de 35.993.699 lei;
- 2023: lucrările suplimentare în valoare de 44.145.417 lei.



Defalcarea investițiilor realizate în anul 2024 pe categorii de lucrări și niveluri de tensiune este prezentată în tabelul următor.

Tabelul nr. 3.4.4.2

	Valoare realizată (IT+MT+JT) [lei]		Valoare realizată la IT [lei]		Valoare realizată la MT [lei]		Valoare realizată la JT [lei]	
	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii

Total	330.781.405	257.748.031	35.650.023	21.318.734	153.898.808	121.515.562	141.232.573	114.913.735
A.	24.830.395	24.830.395	582.795	582.795	23.346.031	23.346.031	901.569	901.569
A1	20.398.280	20.398.280	0	0	19.496.711	19.496.711	901.569	901.569
A2	4.432.115	4.432.115	582.795	582.795	3.849.321	3.849.321	0	0
A3	0	0	0	0	0	0	0	0
B	254.736.729	183.991.577	33.431.522	19.100.232	115.533.913	83.288.012	105.771.295	81.603.333
B1	0	0	0	0	0	0	0	0
B2	19.171.349	19.171.349	0	0	4.981.827	4.981.827	14.189.521	14.189.521
B3	90.055.842	90.055.842	18.531.946	18.531.946	56.570.375	56.570.375	14.953.520	14.953.520
B4	18.287.992	15.379.615	0	0	6.780.746	6.620.217	11.507.246	8.759.398
B5	21.918.124	21.918.124	0	0	212.405	212.405	21.705.719	21.705.719
B6	105.303.423	37.466.648	14.899.576	568.286	46.988.559	14.903.187	43.415.288	21.995.175
C	51.214.280	48.926.058	1.635.707	1.635.707	15.018.864	14.881.519	34.559.709	32.408.833
C1	17.942.241	17.942.241	0	0	0	0	17.942.241	17.942.241
C2	1.784.616	1.784.616	0	0	0	0	1.784.616	1.784.616
C3	0	0	0	0	0	0	0	0
C4	21.224.435	18.936.213	1.238.243	1.238.243	7.331.388	7.194.042	12.654.804	10.503.927
C5	10.262.989	10.262.989	397.463	397.463	7.687.476	7.687.476	2.178.049	2.178.049

Categoriile de lucrări A-C definite în cadrul tabelului 3.2.4.2.

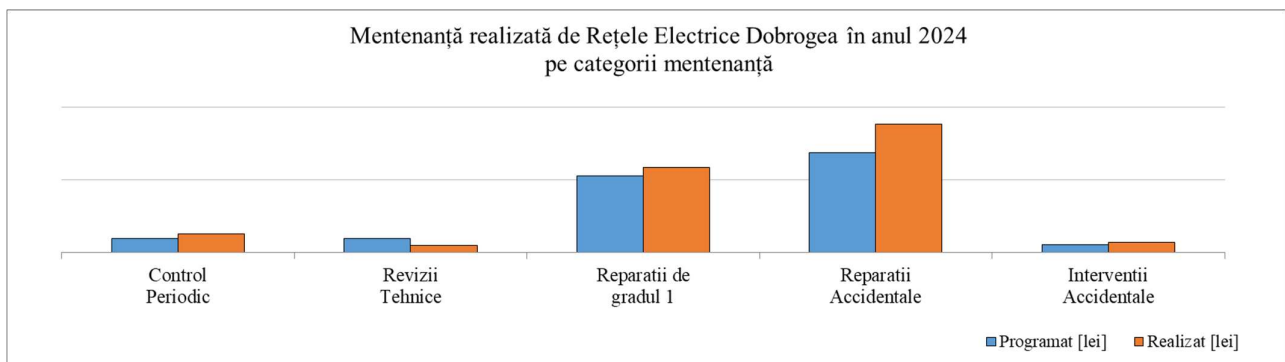
Conform prevederilor *Procedurii privind fundamentarea și aprobarea planurilor de dezvoltare și de investiții ale operatorului de transport și de sistem și ale operatorilor de distribuție a energiei electrice*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 98/2022, operatorul de rețea are posibilitatea de recuperare a investițiilor nefinalizate din planul de investiții al anului 2024, în cursul primului semestru al anului 2025.

3.4.5. Realizarea planului anual de mentenanță

a. Gradul de realizare valorică a programului de mentenanță pe categorii de lucrări de mentenanță

Tabelul nr. 3.4.5.1

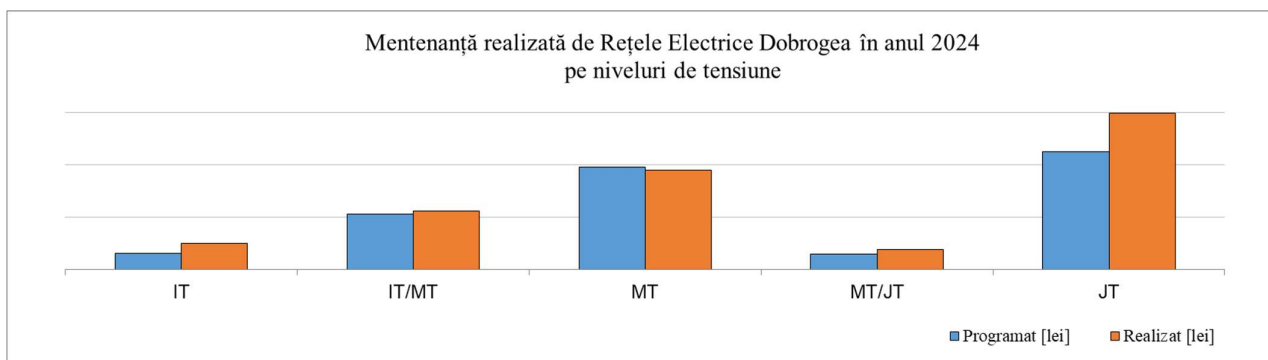
	Lucrari Operative	Control Periodic	Revizii Tehnice	Reparatii de gradul 1	Reparatii de gradul 2	Reparatii Accidentale	Interventii Accidentale	TOTAL
Programat	-	3,96	3,78	21,14	-	27,42	2,10	58,40
Realizat	-	5,10	2,04	23,38	-	35,36	2,80	68,69
Realizare program [%]	-	128,8%	53,9%	110,6%	-	129,0%	133,2%	117,6%



b. Gradul de realizare valorică a programului de mentenanță pe niveluri de tensiune

Tabelul nr. 3.4.5.3

Nivel tensiune	IT	IT/MT	MT	MT/JT	JT
Programat [lei]	2,97	10,50	19,53	2,83	22,57
Realizat [lei]	4,90	11,20	18,92	3,73	29,94
Realizare program [%]	164,6%	106,8%	96,9%	131,6%	132,7%



Programul de mentenanță a fost realizat în proporție de 103,2 %. Din lucrările realizate, 40,3 % reprezintă lucrări de mentenanță preventivă, iar 59,7 % reprezintă lucrări de mentenanță corectivă.

Se constată că lucrările de mentenanță preventivă (control periodic, revizie tehnică, reparații de grad 1 și 2) au fost realizate în proporție de 81,7 % iar lucrările de mentenanță corectivă de tip reparații și intervenții accidentale au fost realizate în proporție de 125,4 %.

3.4.6. Incidente deosebite în anul 2024

Conform raportării incidentelor deosebite, în anul 2024 în rețeaua RED din gestiunea e-Distribuție Dobrogea s-au înregistrat 77 incidente deosebite, cu distribuția:

Tabelul nr. 3.4.6.1

	Constanta	Tulcea	Călărași	Ialomița	e-Distribuție Dobrogea
Incidente deosebite	40	11	17	9	77
Utilizatori afectați cumulat	286.742	77.426	177.792	66.817	608.777
Putere întreruptă cumulat [MW]	135,65	50,59	103,63	18,21	308,09
Energie nelivrată cumulat [MWh]	65,38	19,89	30,71	7,14	123,13
Medie utilizatori afectați /incident	7.169	7.039	10.458	7.424	7.906
Medie putere întreruptă /incident [MWh]	3,39	4,60	6,10	2,02	4,00
Medie energie nelivrată /incident [MWh]	1,63	1,81	1,81	0,79	1,60

Încadrarea pe cauze ale incidentelor deosebite înregistrate în anul 2024 se regăsește în tabelul următor:

Tabelul nr. 3.4.6.2

Cauze interne OD		Cauze externe OD			Cauze neidentificate
Defecte interne în instalații	Vegetație crescută în culoar LEA	Fenomene meteo defavorabile	Acțiuni externe (terți/alți OR/animale)	Altele (defecte în instalațiile utilizatorilor)	
27	1	14	21	7	7

Din analiza cauzelor se constată că aprox. 36 % din incidentele raportate au avut cauze interne OD, identificate în defecte ale elementelor de rețea, cca. 55 % au cauze externe OD (fenomene meteo deosebite, acțiuni ale terților sau alte cauze), iar 9% reprezintă incidente cu cauze neidentificate.

Centralizatorul incidentelor deosebite în rețeaua Rețele Electrice Dobrogea se regăsește în Anexa nr. 4.

3.5. DISTRIBUȚIE ENERGIE OLTENIA

Rețeaua electrică de distribuție a energiei electrice, din gestiunea Distribuție Energie Oltenia, asigură alimentarea cu energie electrică utilizatorilor din zonele administrativ teritoriale situate în partea de sud a României: Dolj, Gorj, Mehedinți, Teleorman, Argeș, Olt și Vâlcea.

3.5.1. Capacități energetice

Societatea Distribuție Energie Oltenia S.A. deține în gestiunea sa următoarele capacități energetice:

a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.5.1.1

Nr. Crt.	Categorie	2022			2023			2024		
		LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)	LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)	LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)
1	IT (110 kV)	5.361	38	5.399	5.361	38	5.399	5.361	38	5.399
2	MT(35/20/10/6kV)	19.180	2.521	21.701	19.178	2.585	21.763	19.178	2.628	21.806
3	JT (0,4 kV)	23.334	5.421	28.755	23.381	5.504	28.885	23.412	5.553	28.965
4	Branșamente	20.775	11.095	31.870	20.871	11.182	32.053	20.959	11.260	32.219

b. Stații electrice, posturi de transformare și puncte de alimentare:

Tabelul nr. 3.5.1.2

Nr. Crt.	Categorie	2022		2023		2024	
		Cantitate (buc)	P total (MW)	Cantitate (buc)	P total (MW)	Cantitate (buc)	P total (MW)
1	Stații electrice 110kV (de conexiune/transf.)	144	6.131	144	6.143	144	6.182
2	Stații electrice MT/MT (de conexiune/transf.)	54	224	54	217	54	217
3	Posturi de transformare	10.541	2.958	10.609	2.990	10.646	2.994
4	Puncte de alimentare	80	56	80	55	80	55

În cadrul stațiilor electrice de 110 kV s-au realizat înlocuiri de transformatoare de putere, astfel: T1-16 MVA cu 25 MVA din statia Pătroaia; T1-25 MVA în statia Pitești Vest; T1-25 MVA în statia Textila; T1-16 MVA cu 25 MVA în statia Căzănești; T1-25 MVA cu 40 MVA în statia Cărbunești; T2-25 MVA cu 40 MVA în statia Cărbunești; T1-40 MVA cu 25 MVA în statia Timiseni; T2-25 MVA cu 16 MVA în statia Aeroport; T2-10 MVA cu 25 MVA în statia Iancu Jianu; T1-10 MVA cu 25 MVA și T2-10 MVA cu 25 MVA în statia Caracal Nord, precum și retragererea din funcțiune T3-40 MVA din statia Jilț.

3.5.2. Durata de funcționare a instalațiilor

a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.5.2.1

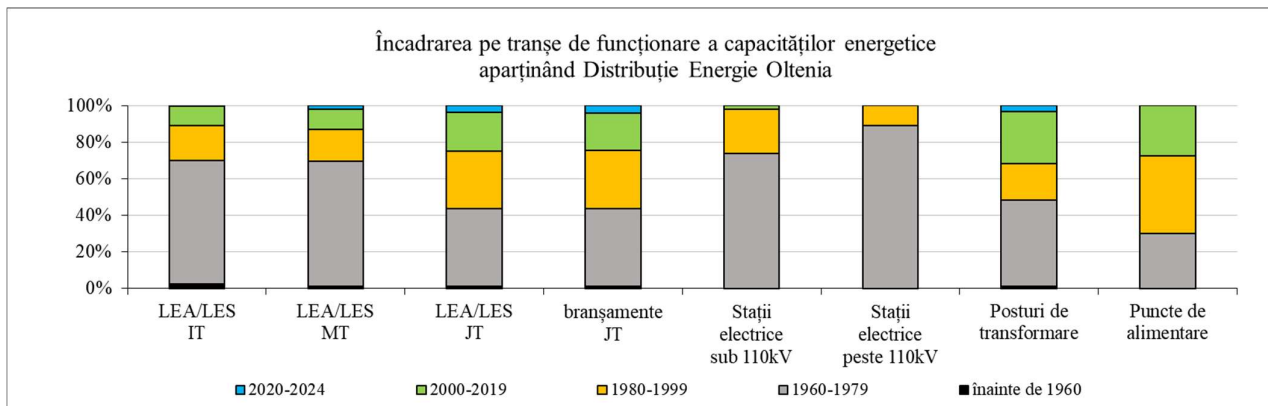
Nr. Crt.	Categorie	Lungime LEA+LES (km traseu)	Perioada PIF	Lungime LEA (km traseu)	Lungime LES (km traseu)	Total LEA+LES (km traseu)	% din total categorie
1	IT (110 kV)	5.399,28	înainte de 1960	143,96	0	143,96	2,67%
			1960-1979	3618,38	12,26	3630,64	67,24%
			1980-1999	1033,54	1,98	1035,52	19,18%
			2000-2019	558,4	21,63	580,03	10,74%
			2020-2024	6,73	2,4	9,13	0,17%
2	MT	21.805,82	înainte de 1960	218,04	12,2	230,24	1,06%
			1960-1979	14000,45	937,91	14938,36	68,51%
			1980-1999	3140,11	651,33	3791,44	17,39%

Nr. Crt.	Categorie	Lungime LEA+LES (km traseu)	Perioada PIF	Lungime LEA (km traseu)	Lungime LES (km traseu)	Total LEA+LES (km traseu)	% din total categorie
3	JT	28.965,01	2000-2019	1574,78	812,72	2387,5	10,95%
			2020-2024	244,37	213,91	458,28	2,10%
			înainte de 1960	275,26	65,58	340,84	1,18%
			1960-1979	10122,04	2190,79	12312,83	42,51%
			1980-1999	7022,19	2049,49	9071,68	31,32%
			2000-2019	5217,15	929,74	6146,89	21,22%
4	Branșamente	32.219,31	2020-2024	775,26	317,51	1092,77	3,77%
			înainte de 1960	226,42	132,98	359,4	1,12%
			1960-1979	9301,66	4442,27	13743,93	42,66%
			1980-1999	6096,55	4150,75	10247,3	31,80%
			2000-2019	4640,6	1890,23	6530,83	20,27%
			2020-2024	694,04	643,81	1337,85	4,15%

b. Stații electrice, posturi de transformare, puncte de alimentare:

Tabelul nr. 3.5.2.2

Categorie	Cantitate (buc.)	Perioada PIF	Cantitate (buc.)	% din total categorie
Stații electrice 110kV (de conexiune și/sau de transformare)	144	înainte de 1960	-	0,00%
		1960-1979	106	73,61%
		1980-1999	35	24,31%
		2000-2019	3	2,08%
		2020-2024	-	0,00%
Stații electrice MT/MT (de conexiune și/sau de transformare)	54	înainte de 1960	-	0,00%
		1960-1979	48	88,89%
		1980-1999	6	11,11%
		2000-2019	-	0,00%
		2020-2024	-	0,00%
Posturi de transformare	10.646	înainte de 1960	134	1,26%
		1960-1979	4996	46,93%
		1980-1999	2130	20,01%
		2000-2019	3024	28,41%
		2020-2024	362	3,40%
Puncte de alimentare	80	înainte de 1960	-	0,00%
		1960-1979	24	30,00%
		1980-1999	34	42,50%
		2000-2019	22	27,50%
		2020-2024	-	0,00%



3.5.3. Capacități energetice rețehnologizate / noi

a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.5.3.1

Categorie		2022			2023			2024		
		Lungime linii (km traseu)	Lungime linii rețeh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)	Lungime linii (km traseu)	Lungime linii rețeh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)	Lungime linii (km traseu)	Lungime linii rețeh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)
IT	LEA	5.361	0	0	5.361	-	-	5361	-	6,59
	LES	38	0	2.12	38	-	-	38	-	0,28
MT	LEA	19.180	101,04	11,2	19.178	49,18	7,15	19178	16,25	1,85
	LES	2.521	0	60,06	2.585	-	67,33	2628	-	46,96
JT(excl. branș.)	LEA	23.334	142,96	52,12	23.381	190,56	54,47	23412	135,84	32,52
	LES	5.421	0	99,54	5.504	-	82,73	5553	-	52,27

b. Stații electrice, posturi de transformare și puncte de alimentare:

Tabelul nr. 3.5.3.2

Categorie	2022			2023			2024		
	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice rețeh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice rețeh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice rețeh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)
Stații electrice 110kV	144	-	-	144	-	-	144	5	-
Stații electrice MT/MT	54	-	-	54	-	-	54	-	-
Posturi de transformare	10.541	29	75	10.609	27	88	10.646	142	49
Puncte de alimentare	80	-	-	80	-	-	80	-	-

În anul 2024 s-au modernizat 5 stații electrice de 110 kV, respectiv stațiile Prundu, Podari, Ocolna, Caracal Vest și Căzănești. De asemenea, se înregistrează o creștere a numărului de posturilor de transformare ca urmare a lucrărilor de investiții executate din fonduri proprii și din taxa de racordare, precum și ca urmare a modernizării unui număr de 142 de posturi de transformare.

3.5.4. Realizarea planului anual de investiții

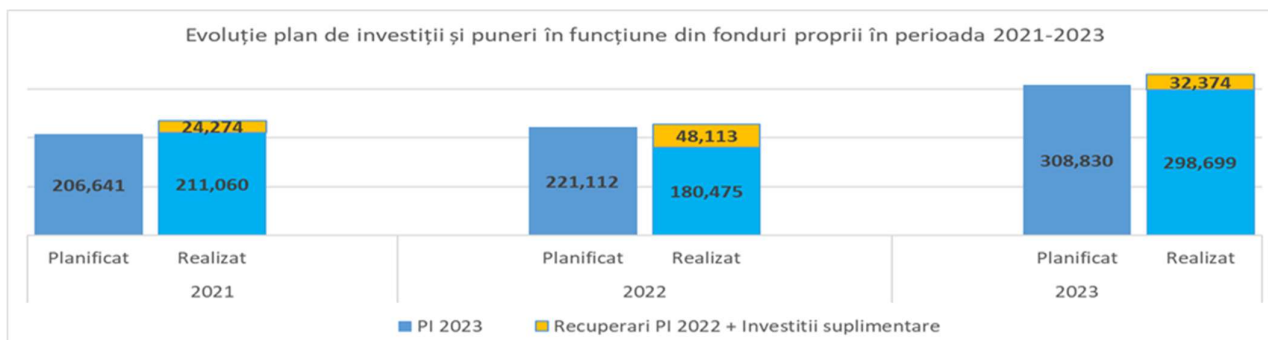
Tabelul nr. 3.5.4.1

		UM	2022	2023	2024
TOTAL	Proгноzat	Mil. lei	265,180	447,919	384,578
	Realizat	Mil. Lei	288,266	547,363	399,464
Din surse proprii	Proгноzat	Mil. Lei	221,112	308,829	264,656
	Realizat	Mil. Lei	228,588	331,072	282,473
Din alte contribuții financiare	Proгноzat	Mil. Lei	44,067	139,089	119,922
	Realizat	Mil. lei	59,678	216,291	116,991

Notă:

Valorile sunt în termeni nominali ai fiecărui an iar indicele inflației pentru anul 2024 este de 1.046.

Valorile totale realizate, din fonduri proprii și contribuții financiare, conțin lucrări suplimentare, astfel: 2022: lucrări suplimentare în valoare de 56.518.902 lei; 2023: lucrări suplimentare în valoare de 44.145.416.



Defalcarea investițiilor realizate în anul 2024, pe categorii de lucrări și niveluri de tensiune este prezentată în tabelul urmator:

Tabelul nr. 3.5.4.2

Nr. crt.	Total general realizata [lei] IT+ MT+JT)		Valoare realizată la IT (înalta tensiune)		Valoare realizată la MT (medie tensiune)		Valoare realizată la JT (joasa tensiune)	
	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii
Total	399.464.438	282.473.344	44.118.166	13.050.626	67.354.223	26.101.341	287.992.049	243.321.377
A.	61.662.056	34.855.907	17.621.131	9.020.102	18.632.471	10.357.041	25.408.453	15.478.763
A1	61.662.056	34.855.907	17.621.131	9.020.102	18.632.471	10.357.041	25.408.453	15.478.763
A2	0	0	0	0	0	0	0	0
A3	0	0	0	0	0	0	0	0
B	241.657.084	154.018.536	22.466.511	0	48.416.419	15.603.015	170.774.154	138.415.521
B1	0	0	0	0	0	0	0	0
B2	37.600.162	37.600.162	0	0	2.280.283	2.280.283	35.319.879	35.319.879
B3	35.264.962	35.264.962	0	0	4.866.773	4.866.773	30.398.188	30.398.188
B4	19.613.158	11.555.962	0	0	4.026.634	2.770.640	15.586.524	8.785.321
B5	29.313.031	29.313.031	0	0	0	0	29.313.031	29.313.031
B6	119.865.770	40.284.419	22.466.511	0	37.242.729	5.685.318	60.156.531	34.599.101
C	96.145.298	93.598.901	4.030.524	4.030.524	305.332	141.285	91.809.442	89.427.092
C1	38.128.308	38.128.308	0	0	0	0	38.128.308	38.128.308
C2	0	0	0	0	0	0	0	0
C3	8.249.297	8.249.297	4.030.524	4.030.524	5.007	5.007	4.213.766	4.213.766
C4	45.397.417	45.304.909	0	0	0	0	45.397.417	45.304.909
C5	0	0	0	0	0	0	0	0
C7	4.370.277	1.916.387	0	0	300.326	136.278	4.069.951	1.780.109

Categoriile de lucrări A-C definite în cadrul tabelului 3.2.4.2.

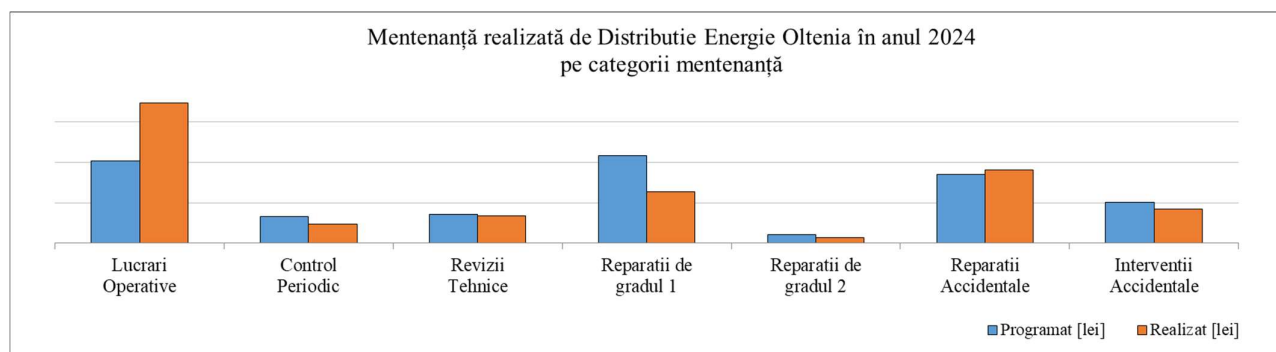
Conform prevederilor *Procedurii privind fundamentarea și aprobarea planurilor de dezvoltare și de investiții ale operatorului de transport și de sistem și ale operatorilor de distribuție a energiei electrice*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 98/2022, operatorul de rețea are posibilitatea de recuperare a investițiilor nefinalizate din planul de investiții al anului 2024, în cursul primului semestru al anului 2025.

3.5.5. Realizarea planului anual de mentenanță

a. Gradul de realizare valorică a programului de mentenanță pe categorii de lucrări de mentenanță

Tabelul nr. 3.2.5.1

	Lucrari Operative	Control Periodic	Revizii Tehnice	Reparatii de gradul 1	Reparatii de gradul 2	Reparatii Accidentale	Interventii Accidentale	TOTAL [lei]
Programat	40,78	13,00	14,40	43,27	4,03	34,13	20,28	169,89
Realizat	69,27	9,20	13,32	25,50	2,55	36,27	16,84	172,95
Realizare program [%]	169,8%	70,8%	92,6%	58,9%	63,3%	106,3%	83,0%	101,8%

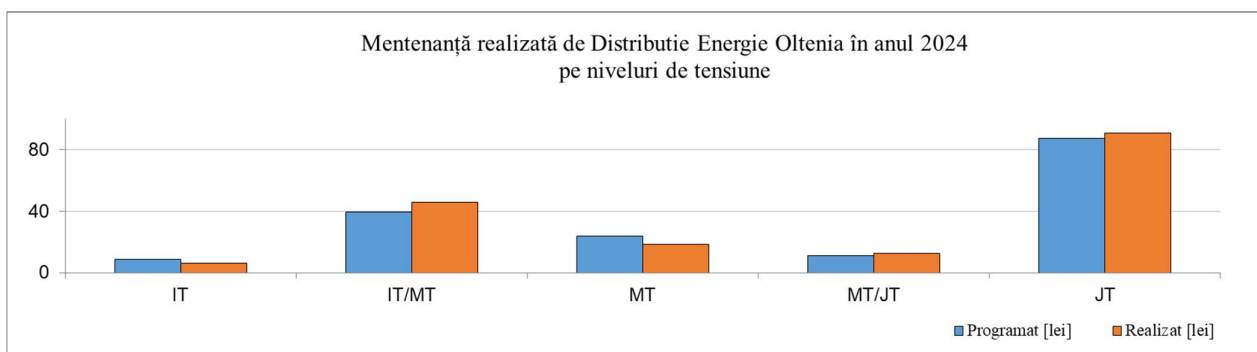


Din valoarea totală a programului de mentenanță, lucrările de reparații și intervenții accidentale prognozate reprezintă 32 %, iar lucrările de reparații și intervenții accidentale efectiv realizate reprezintă 30,7 % din valoarea totală realizată.

b. Gradul de realizare valorică a programului de mentenanță pe niveluri de tensiune

Tabelul nr. 3.5.5.4

Nivel tensiune	IT	IT/MT	MT	MT/JT	JT
Programat [lei]	8,53	39,48	23,69	11,13	87,07
Realizat [lei]	5,99	45,59	18,20	12,52	90,65
Realizare program [%]	70,3%	115,5%	76,8%	112,5%	104,1%



Programul de mentenanță a fost realizat în proporție de 101,8 %. Din lucrările realizate, 69,3 % reprezintă lucrări de mentenanță preventivă.

Se constată că lucrările de mentenanță preventivă (control periodic, revizie tehnică, reparații de grad 1 și 2) au fost realizate în proporție de 103,8 % iar lucrările de mentenanță corectivă de tip reparații și intervenții accidentale au fost realizate în proporție de 97,6 %.

3.5.6. Incidente deosebite în anul 2024

Conform raportării machetei centralizatoare cu incidentele deosebite, în anul 2024 în rețeaua din gestiunea Distribuție Energie Oltenia s-a înregistrat un număr de 9 incidente deosebite, cu distribuția:

Tabelul nr. 3.5.6.1

	Dolj	Gorj	Mehedinți	Teleorman	Arges	Olt	Vâlcea	Total
Incidente deosebite	2	2	-	-	3	1	1	9
Utilizatori afectați cumulat	33666	14864	-	-	47640	16689	42871	155730
Putere întreruptă cumulat [MW]	13,00	10,40	-	-	15,10	9,00	12,30	59,80
Energie nelivrată cumulat [MWh]	7,91	4,95	-	-	29,59	6,10	1,83	50,38
Medie utilizatori afectați /incident	16.833	7.432	-	-	15.880	16.689	42.871	17.303
Medie putere întreruptă /incident [MWh]	6,5	5,2	-	-	5,03	9	12,3	6,64
Medie energie nelivrată /incident [MWh]	3,96	2,48	-	-	9,86	6,10	1,83	5,60

Încadrarea pe cauze ale incidentelor deosebite înregistrate în anul 2024 este următoarea:

Tabelul nr. 3.4.6.2

Cauze interne OD		Cauze externe OD			Cauze neidentificate
Defecte interne în instalații	Vegetație crescută în culoar LEA	Fenomene meteo defavorabile	Acțiuni externe (terți/alți OR/animale)	Altele (defecte în instalațiile utilizatorilor)	
3	-	2	4	-	-

Centralizatorul incidentelor deosebite în rețeaua Distribuție Energie Oltenia se regăsește în cadrul Anexei nr. 4.

3.6. DELGAZ GRID

3.6.1. Capacități energetice

Rețeaua electrică de distribuție a energiei electrice, din gestiunea Delgaz Grid, asigură alimentarea cu energie electrică a utilizatorilor din zonele administrativ teritoriale situate în partea nord-estică a României: Bacău, Botoșani, Iași, Neamț, Suceava și Vaslui.

Societatea Delgaz Grid S.A. deține în gestiunea sa următoarele capacități energetice:

a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.6.1.1

Nr Crt	Categorie	2022			2023			2024		
		LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)	LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)	LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)
1	IT (110 kV)	2.749	3	2.752	2.769	3	2.772	2.770	3	2.773
2	MT(35/20/10/6kV)	13.188	2.471	15.659	12.459	2.630	15.089	12.474	2.701	15.176
3	JT (0,4 kV)	24.685	7.807	32.491	24.764	7.845	32.609	24.888	7.930	32.818
4	Branșamente	23.109	5.201	28.311	23.314	5.447	28.760	23.407	5.508	28.914

* din care 8,25km sunt linii aparținând terților și aflate în exploatarea Delgaz Grid

b. Stații electrice, posturi de transformare și puncte de alimentare:

Tabelul nr. 3.6.1.2

Nr Crt	Categorie	2022		2023		2024	
		Cantitate (buc)	P total (MW)	Cantitate (buc)	P total (MW)	Cantitate (buc)	P total (MW)
1	Stații electrice (de conexiune/transf.) 110kV	124	4.280	124	4142	126	4.345
2	Stații electrice (de conexiune /transf.) sub 110kV	5	23	6	18	5	19
3	Posturi de transformare	11.124	2.837	11.310	3.025	11.445	3.060
4	Puncte de alimentare	326	111	357	109	399	98

Notă: Față de anul precedent, a fost înregistrată în patrimoniu stația 110/MT Ruginoasa jud Iași, iar stația Onesti Centru a fost trecută de la medie tensiune la 110 kV

3.6.2. Durata de funcționare a instalațiilor

a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.6.2.1

Nr. Crt.	Categorie	Lungime LEA+LES (km traseu)	Perioada PIF	Lungime LEA (km traseu)	Lungime LES (km traseu)	Total LEA+LES (km traseu)	% din total categorie
1	IT (110kV)	2.772,62	înainte de 1960	41,45	0,00	41,45	1,49%
			1960-1979	1.704,84	0,00	1.704,84	61,49%
			1980-1999	964,00	0,00	964,00	34,77%
			2000-2019	18,10	2,65	20,75	0,75%
			2020-2024	41,24	0,34	41,58	1,50%
2	MT	15.175,53	înainte de 1960	147,62	0,00	147,62	0,97%
			1960-1979	7.255,59	87,64	7.343,23	48,39%
			1980-1999	2.445,47	1.083,59	3.529,06	23,25%
			2000-2019	1.521,93	1.148,31	2.670,24	17,60%
			2020-2024	1.103,58	381,81	1.485,38	9,79%
3	JT	32.817,54	înainte de 1960	114,06	165,73	279,79	0,85%
			1960-1979	11.345,20	2.900,77	14.245,97	43,41%
			1980-1999	7.859,64	3.515,41	11.375,05	34,66%
			2000-2019	4.386,06	976,62	5.362,69	16,34%

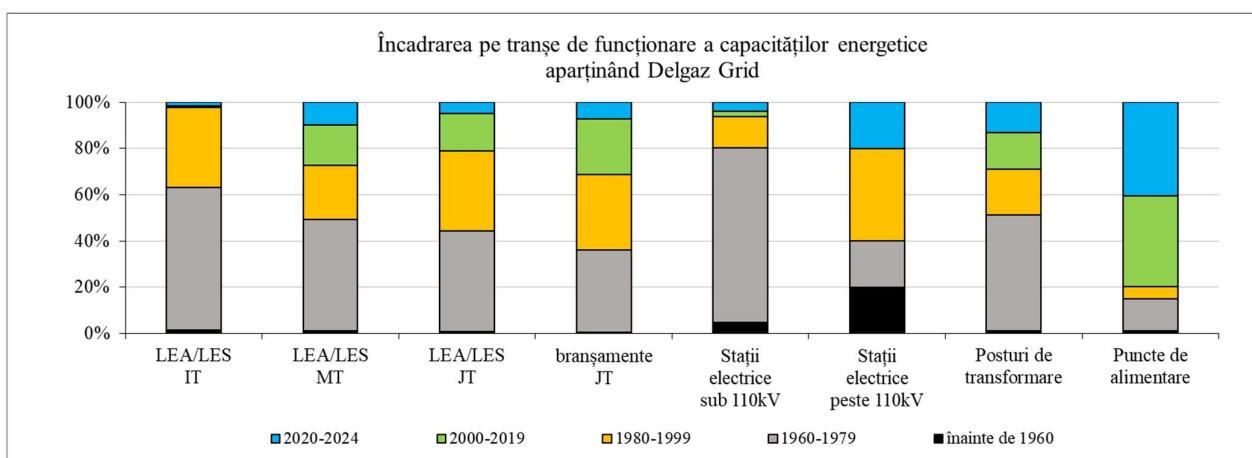
Nr. Crt.	Categorie	Lungime LEA+LES (km traseu)	Perioada PIF	Lungime LEA (km traseu)	Lungime LES (km traseu)	Total LEA+LES (km traseu)	% din total categorie
			2020-2024	1.183,07	370,98	1.554,05	4,74%
4	bransamente	28.914,29	înainte de 1960	100,08	12,00	112,08	0,39%
			1960-1979	10.211,93	144,70	10.356,62	35,82%
			1980-1999	7.932,97	1.461,74	9.394,71	32,49%
			2000-2019	4.130,96	2.817,33	6.948,30	24,03%
			2020-2024	1.030,61	1.071,98	2.102,59	7,27%

Se constată că cca. 2,25 % din liniile de 110 kV , circa 27,38 % din liniile de MT, cca. 25,87 % din liniile de JT și bransamente au fost puse în funcțiune după anul 2000.

b. Stații electrice, posturi de transformare, puncte de alimentare:

Tabelul nr. 3.6.2.2

Categorie	Cantitate (buc.)	Perioada PIF	Cantitate (buc.)	% total categorie
Stații electrice (de conexiune și/sau de transformare)	126	înainte de 1960	6	4,76%
		1960-1979	95	75,40%
		1980-1999	17	13,49%
		2000-2019	3	2,38%
		2020-2024	5	3,97%
Stații electrice (de conexiune și/sau de transformare)	5	înainte de 1960	1	20,00%
		1960-1979	1	20,00%
		1980-1999	2	40,00%
		2000-2019	0	0,00%
		2020-2024	1	20,00%
Posturi de transformare	11.445	înainte de 1960	128	1,12%
		1960-1979	5747	50,21%
		1980-1999	2268	19,82%
		2000-2019	1792	15,66%
		2020-2024	1510	13,19%
Puncte de alimentare	399	înainte de 1960	4	1,00%
		1960-1979	55	13,78%
		1980-1999	21	5,26%
		2000-2019	158	39,60%
		2020-2024	161	40,35%



3.6.3. Capacități energetice re tehnologizate / noi

a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.6.3.1

Categorie		2022			2023			2024		
		Lungime linii (km traseu)	Lungime linii reteh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)	Lungime linii (km traseu)	Lungime linii reteh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)	Lungime linii (km traseu)	Lungime linii reteh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)
IT	LEA	2.749	0	0	2.769	4,38	0	2.770	5,965	1,3
	LES	3	0	0	3	0	0	3	0,35	-
MT	LEA	13.188	149.867	13,3	12.459	160,62	15,11	12.474	186,037	20,836
	LES	2.471	17,22	59,227	2.630	49,70	51,93	2.701	49,682	68,375
JT (excl. brans.)	LEA	24.685	164,59	87,287	24.764	203,77	79,23	24.888	308,701	124,189
	LES	7.807	13,681	68,848	7.845	13,48	38,63	7.930	17,54	84,209

b. Stații electrice, posturi de transformare și puncte de alimentare:

Tabelul nr. 3.6.3.2

Categorie		2022			2023			2024		
		Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice reteh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice reteh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice reteh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)
Stații electrice 110kV		124	140	0	124	38	-	125	79	1
Stații electrice sub 110 kV		5	0	0	6	1	1	5	-	-
Posturi de transformare		11.124	359	55	11.310	327	81	11.445	496	109
Puncte de alimentare		326	19	21	357	10	5	399	12	6

În anul 2024 au fost executate lucrări de modernizare în 79 stații electrice de IT/MT, respectiv 294 capacități energetice noi/modernizate. De asemenea au fost realizate modernizări în 508 posturi de transformare și instalate 115 posturi de transformare și puncte de alimentare noi.

3.6.4. Realizarea planului anual de investiții

Tabelul nr. 3.6.4.1

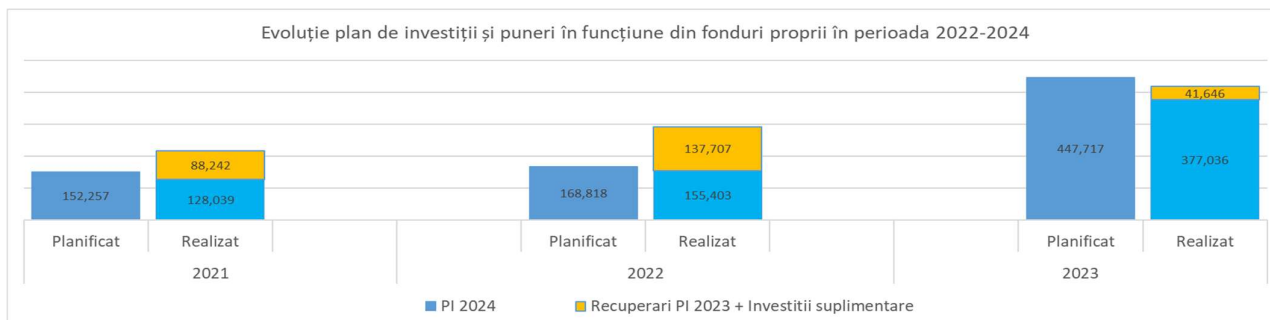
		UM	2022	2023	2024
TOTAL	Prognost	Mil. lei	152,257	168,818	554,955
	Realizat	Mil. lei	280,809	376,329	547,416
Din surse proprii	Prognost	Mil. lei	152,257	168,818	447,717
	Realizat	Mil. lei	216,282	293,109	418,692
Din alte contribuții financiare	Prognost	Mil. lei	0	0	107,238
	Realizat	Mil. lei	64,527	83,220	128,723

Notă:

Valorile sunt în termeni nominali ai fiecărui an iar indicele inflației pentru anul 2024 este de 1.046.

Valorile totale realizate, surse proprii și contribuții financiare, conțin lucrări suplimentare, astfel:

- 2021: lucrările recuperate în valoare de 21.373.603 lei și lucrări suplimentare în valoare de 84.983.097 lei;
- 2022: lucrările recuperate în valoare de 5.237.668 lei și lucrări suplimentare în valoare de 101.157.582 lei;
- 2023: lucrările recuperate în valoare de 18.467.808 lei și lucrări suplimentare în valoare de 182.866.551 lei;
- 2024: lucrările recuperate în valoare de 830.123 lei și lucrări suplimentare în valoare de 40.816.059 lei.



Defalcarea investițiilor realizate din surse proprii în anul 2024, pe categorii de lucrări și niveluri de tensiune este prezentată în tabelul următor:

Tabelul nr. 3.6.4

	Valoare realizată (IT+MT+JT) [lei]		Valoare realizată la IT [lei]		Valoare realizată la MT [lei]		Valoare realizată la JT [lei]	
	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii
Total	547.415.771	418.692.439	51.409.902	36.602.760	135.320.553	118.580.917	360.685.315	263.508.763
A.	125.581.230	107.930.086	40.928.171	34.685.257	33.604.838	26.293.739	51.048.221	46.951.090
A1	110.816.114	93.164.970	28.963.221	22.720.307	33.604.838	26.293.739	48.248.055	44.150.925
A2	14.765.116	14.765.116	11.964.950	11.964.950	0	0	2.800.165	2.800.165
A3	0	0	0	0	0	0	0	0
B	307.285.015	196.212.828	9.232.622	668.394	59.557.323	50.128.785	238.495.070	145.415.649
B1	1.864.912	1.864.912	0	0	1.864.912	1.864.912	0	0
B2	32.912.441	32.912.441	0	0	1.482.795	1.482.795	31.429.646	31.429.646
B3	28.334.274	28.334.274	443.035	443.035	17.665.271	17.665.271	10.225.968	10.225.968
B4	49.374.880	49.052.406	0	0	19.104.469	18.997.003	30.270.411	30.055.403
B5	107.235.837	40.777.853	222.707	222.707	2.416.702	2.416.702	104.596.428	38.138.443
B6	87.562.671	43.270.942	8.566.880	2.651	17.023.174	7.702.102	61.972.617	35.566.189
C	114.549.526	114.549.526	1.249.109	1.249.109	42.158.393	42.158.393	71.142.024	71.142.024
C1	40.048.721	40.048.721	1.021.820	1.021.820	17.366.110	17.366.110	21.660.791	21.660.791
C2	14.646.091	14.646.091	100.050	100.050	5.996.868	5.996.868	8.549.173	8.549.173
C3	16.000	16.000	0	0	16.000	16.000	0	0
C4	256.132	256.132	0	0	0	0	256.132	256.132
C5	49.018.586	49.018.586	127.239	127.239	18.779.414	18.779.414	30.111.933	30.111.933
C6	10.158.206	10.158.206	0	0	0	0	10.158.206	10.158.206
C7	405.791	405.791	0	0	0	0	405.791	405.791

Categoriile de lucrări A-C definite în cadrul tabelului 3.2.4.2.

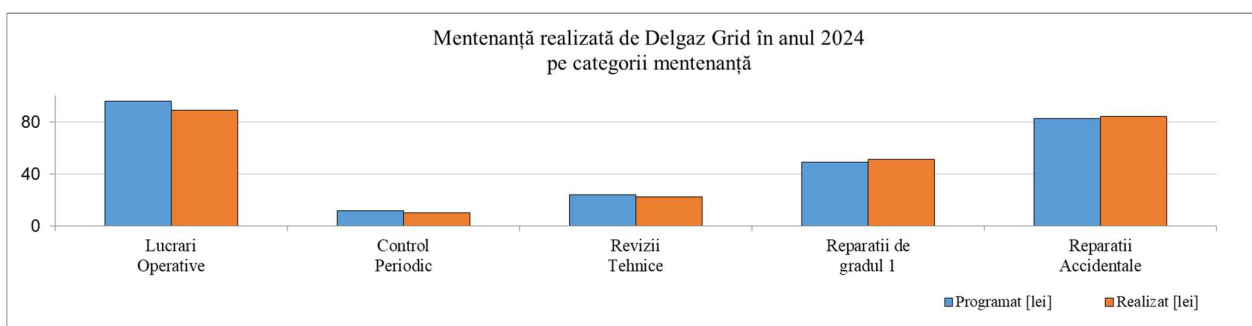
Conform prevederilor *Procedurii privind fundamentarea și aprobarea planurilor de dezvoltare și de investiții ale operatorului de transport și de sistem și ale operatorilor de distribuție a energiei electrice*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 98/2022, operatorul de rețea are posibilitatea de recuperare a investițiilor nefinalizate din planul de investiții al anului 2024, în cursul primului semestru al anului 2025.

3.6.5. Realizarea planului anual de mentenanță

a. Gradul de realizare valorică a programului de mentenanță pe tipuri de lucrări de mentenanță

Tabelul nr. 3.6.5.1

	Lucrări Operative	Control Periodic	Revizii Tehnice	Reparații de gradul 1	Reparații de gradul 2	Reparații Accidentale	Intervenții Accidentale	TOTAL [lei]
Programat	96,15	11,77	23,87	48,95	-	82,89	1,62	265,25
Realizat	89,21	10,06	22,39	51,20	-	83,98	0,71	257,56
Realizare program [%]	92,8%	85,5%	93,8%	104,6%	-	101,3%	44,2%	97,1%

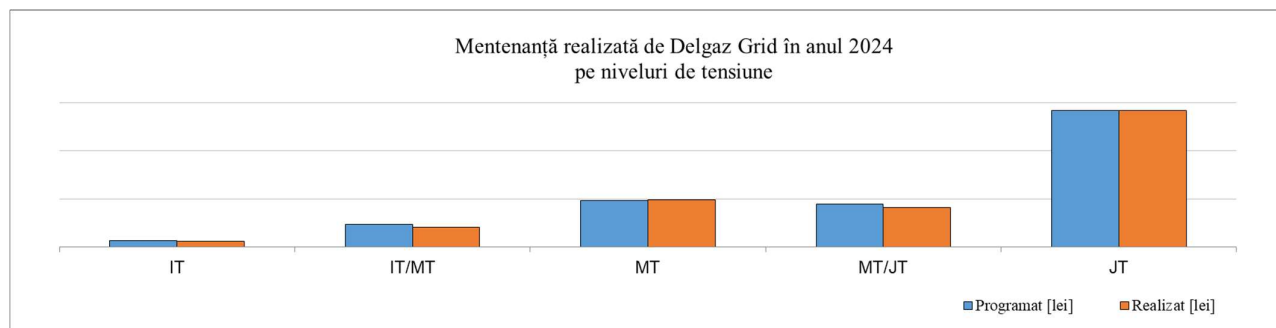


Din lucrările prognozate, 68,1 % reprezintă lucrări de mentenanță preventivă iar 31,9 % reprezintă lucrări de mentenanță corectivă, iar din lucrările realizate, 67,1 % reprezintă lucrări de mentenanță preventivă, respectiv 32,9 % lucrări de mentenanță corectivă.

b. Gradul de realizare valorică a programului de mentenanță pe niveluri de tensiune

Tabelul nr. 3.6.5.2

Nivel tensiune	IT	IT/MT	MT	MT/JT	JT
Programat [Mil. lei]	6,73	23,05	48,52	44,83	142,12
Realizat [Mil. lei]	5,92	20,37	48,60	40,66	142,02
Procent din valoarea realizată	87,9%	88,4%	100,2%	90,7%	99,9%



Programul de mentenanță a fost realizat în proporție de 97,1 %. Se constată că lucrările de mentenanță preventivă (control periodic, revizie tehnică, reparații de grad 1 și 2) au fost realizate în proporție de 95,6 % iar lucrările de mentenanță corectivă de tip reparații și intervenții accidentale au fost realizate în proporție de 100,2 %.

3.6.6. Incidente deosebite în anul 2024

În anul 2024, în rețeaua Delgaz Grid s-a înregistrat un număr de 24 incidente deosebite, cu următoarea distribuție:

Tabelul nr. 3.6.6.1

	Bacău	Botoșani	Iași	Neamț	Suceava	Vaslui	Delgaz Grid
Incidente deosebite	5	2	4	5	7	1	24
Utilizatori afectați cumulat	36.161	15.149	34.232	64.526	80.134	5.534	235.736
Putere întreruptă cumulat [MW]	13,5	3,9	8,6	21,9	20,2	4,0	72,1
Energie nelivrată cumulat [MWh]	25,9	1,6	6,4	14,0	19,8	1,4	69,1
Medie utilizatori afectați /incident	7.232	7.575	8.558	12.905	11.448	5.534	9.822
Medie putere întreruptă /incident [MWh]	2,70	1,95	2,15	4,38	2,88	4,00	3,00
Medie energie nelivrată /incident [MWh]	5,18	0,78	1,61	2,79	2,84	1,37	2,88

Încadrarea pe cauze ale incidentelor deosebite înregistrate în anul 2024 se regăsește în tabelul următor:

Tabelul nr. 3.6.6.2

Cauze interne OD		Cauze externe OD			Cauze neidentificate
Defecte interne în instalații	Vegetație crescută în culoar LEA	Fenomene meteo defavorabile	Acțiuni externe (terți/alți OR/animale)	Altele (defecte în instalațiile utilizatorilor)	
5	-	7	10	1	1

Din analiza cauzelor se constată că aprox. 21 % din incidentele raportate au avut cauze interne OD, identificate în defecte ale elementelor de rețea, cca. 75 % este reprezentat de incidente apărute pe fondul condițiilor meteo deosebite sau cauzate de acțiuni ale terților.

Centralizatorul incidentelor deosebite în rețeaua Delgaz Grid în anul 2024 se regăsește în cadrul Anexei nr. 4.

3.7. DEER MUNTENIA NORD

3.7.1. Capacități energetice

Rețeaua electrică de distribuție a energiei electrice, din gestiunea DEER Muntenia Nord, asigură alimentarea cu energie electrică a utilizatorilor din zonele administrativ teritoriale Brăila, Buzău, Dâmbovița, Galați, Prahova și Vrancea.

Societatea DEER Muntenia Nord S.A. deține în gestiunea sa următoarele capacități energetice:

a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.7.1.1

Nr. Crt.	Categorie	2022			2023			2024		
		LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)	LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)	LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)
1	IT (110 kV)	2.146	17	2.163	2.146	17	2.163	2.146	17	2.163
2	MT(35/20/10/6kV)	12.654	3.551	16.205	12.664	3.596	16.260	12.669	3.632	16.301
3	JT (0,4 kV)	20.438	6.440	26.878	20.476	6.459	26.935	20.528	6.484	27.013
4	Branșamente	24.317	2.416	26.833	24.482	2.543	27.024	24.560	2.666	27.226

b. Stații electrice, posturi de transformare și puncte de alimentare:

Tabelul nr. 3.7.1.2

Nr. Crt.	Categorie	2022		2023		2024	
		Cantitate (buc.)	P total (MW)	Cantitate (buc.)	P total (MW)	Cantitate (buc.)	P total (MW)
1	Stații electrice (de conexiune/transf.) 110kV	125	5.452	127	5.545	128	5.633
2	Stații electrice (de conexiune/transf.) sub 110kV	88	350	88	353	88	352
3	Posturi de transformare	10.316	2.996	10.402	3.025	10.426	3.043
4	Puncte de alimentare	307	20	329	20	335	20

3.7.2. Durata de funcționare a instalațiilor

a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.7.2.1

Nr. Crt.	Categorie	Lungime LEA+LES (km traseu)	Perioada PIF	Lungime LEA(km traseu)	Lungime (km LES traseu)	Total LEA+LES (km traseu)	% din total categorie
1	IT (110 kV)	2.163	înainte de 1960	205	-	205	9,46%
			1960-1979	1.616	9	1.625	75,13%
			1980-1999	305	-	305	14,11%
			2000-2019	20	6	26	1,20%
			2020-2024	1	1	2	0,10%
2	MT	16.301	înainte de 1960	1.129	110	1.239	7,60%
			1960-1979	7.868	2.018	9.886	60,65%
			1980-1999	3.218	641	3.859	23,67%
			2000-2019	336	702	1.038	6,37%
			2020-2024	119	160	279	1,71%
3	JT	27.013	înainte de 1960	412	129	541	2,00%
			1960-1979	10.393	3.253	13.646	50,52%
			1980-1999	5.962	1.867	7.828	28,98%
			2000-2019	3.519	1.083	4.602	17,04%
			2020-2024	243	154	397	1,47%
4	branșamente	27.226	înainte de 1960	486	44	530	1,95%
			1960-1979	12.271	1.107	13.377	49,13%
			1980-1999	7.039	721	7.760	28,50%
			2000-2019	4.374	330	4.703	17,28%
			2020-2024	390	465	855	3,14%

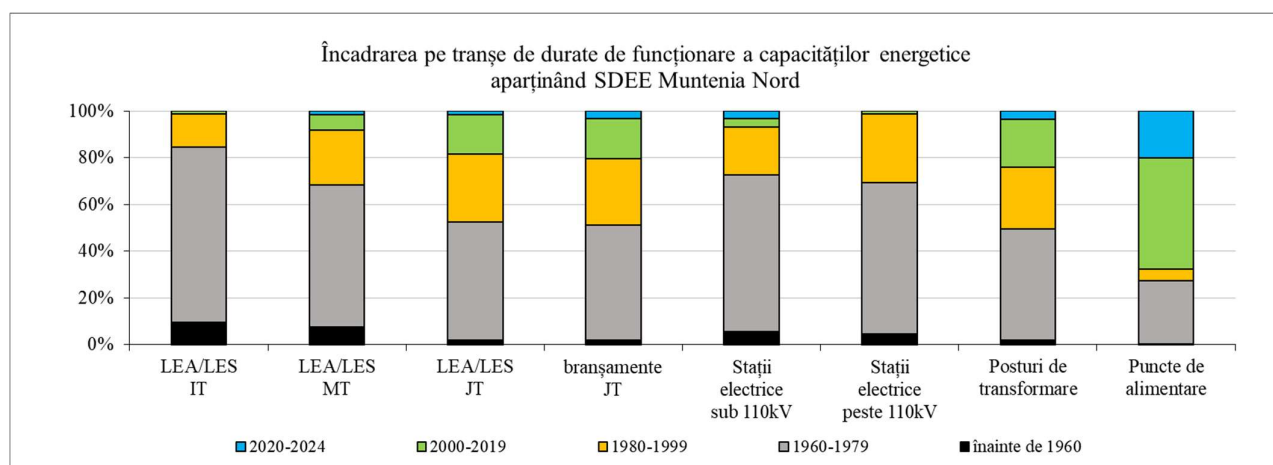
Se constată că pentru liniile electrice de 110 kV și MT s-a înregistrat un procent foarte redus de puneri în funcțiune după anul 2000 (1,3 % la IT și 8 % la MT). Pentru liniile electrice de distribuție de JT punerile în funcțiune după anul 2000 reprezintă cca. 19 % din totalul acestei categorii.

b. Stații electrice, posturi de transformare, puncte de alimentare:

Tabelul nr. 3.7.2.2

Categorie	Cantitate (buc.)	Perioada PIF	Cantitate (buc.)	% din total categorie
Stații electrice (de conexiune și/sau de transformare) 110kV	128	înainte de 1960	7	5,47%
		1960-1979	86	67,19%
		1980-1999	26	20,31%
		2000-2019	5	3,91%
		2020-2024	4	3,13%
Stații electrice (de conexiune și/sau de transformare) sub 110kV	88	înainte de 1960	4	4,55%
		1960-1979	57	64,77%
		1980-1999	26	29,55%
		2000-2019	1	1,14%
		2020-2024	0	0,00%
Posturi de transformare	10.426	înainte de 1960	186	1,78%
		1960-1979	4.980	47,77%
		1980-1999	2.736	26,24%
		2000-2019	2.134	20,47%
		2020-2024	390	3,74%
Puncte de alimentare	335	înainte de 1960	1	0,30%
		1960-1979	91	27,16%
		1980-1999	16	4,78%
		2000-2019	160	47,76%
		2020-2024	67	20,00%

Se remarcă realizarea unui număr redus de stații electrice de transformare după anul 2000 (9 stații de transformare, reprezentând 4,6 % din totalul stațiilor electrice). În cazul posturilor de transformare și punctelor de alimentare, 25,6 % din totalul acestora sunt realizate după anul 2000.



3.7.3. Capacități energetice re tehnologizate / noi

a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.7.3.1

Categorie		2022			2023					
		Lungime linii (km traseu)	Lungime linii reteh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)	Lungime linii (km traseu)	Lungime linii reteh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)	Lungime linii (km traseu)	Lungime linii reteh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)
IT	LEA	2.146	0	0	2.146	20	1	2.146	-	-
	LES	17	0	0	17	-	-	17	-	-
MT	LEA	12.654	119	1	12.664	116	20	12.669	21	10
	LES	3.551	0	12	3.596	2	45	3.632	-	40
JT (excl. brans.)	LEA	20.438	400	24	20.476	228	38	20.528	160	52
	LES	6.440	0	26	6.459	7	19	6.484	-	27

b. Stații electrice, posturi de transformare și puncte de alimentare

Tabelul nr. 3.7.3.2

Categorie	2022			2023			Facila nr. 57/53		
	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice rețeh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice rețeh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice rețeh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)
Statii electrice 110 kV	125	94	0	127	19	2	128	5	1
Statii electrice sub 110 kV	88			88	4	-	88	3	-
Posturi de transformare	10.316	0	0	10.402	322	97	10.426	122	60
Puncte de alimentare	307	0	13	329	-	22	335	-	6

3.7.4. Realizarea planului anual de investiții

Tabelul nr. 3.7.4.1

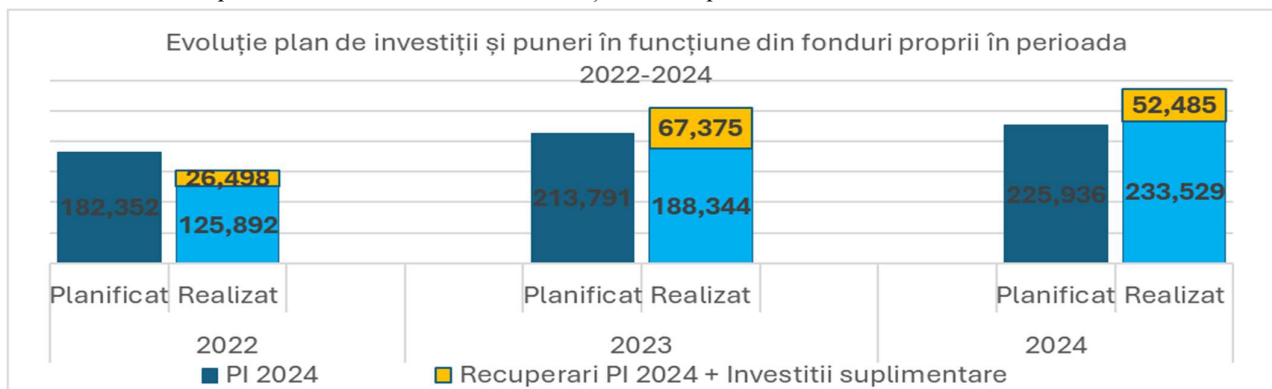
		UM	2022	2023	2024
TOTAL	Proгноzat	Mil. lei	227,940	322,265	267,776
	Realizat	Mil. lei	172,276	355,633	332,963
Din surse proprii	Proгноzat	Mil. lei	182,352	213,790	225,936
	Realizat	Mil. lei	152,391	255,719	284,765
Din alte contribuții financiare	Proгноzat	Mil. lei	45,588	108,475	41,840
	Realizat	Mil. lei	19,885	99,914	48,198

Notă:

Valorile sunt în termeni nominali ai fiecărui an iar indicele inflației pentru anul 2024 este de 1.046.

Valorile realizate conțin lucrări suplimentare, astfel:

- 2022: lucrările recuperate în valoare de 5.983.592 lei și lucrări suplimentare în valoare de 20.515.727 lei;
- 2023: lucrările recuperate în valoare de 28.022.582 lei și lucrări suplimentare în valoare de 42.415.679 lei;
- 2024: lucrările recuperate în valoare de 9,383,659.04 lei și lucrări suplimentare în valoare de 43,101,509.55 lei.



Defalcarea investițiilor realizate în anul 2024, pe categorii de lucrări și niveluri de tensiune este prezentată în tabelul următor:

Tabelul nr. 3.7.4.2

	Valoare realizată (IT+ MT+JT) [lei]		Valoare realizată la IT [lei]		Valoare realizată la MT [lei]		Valoare realizată la JT [lei]	
	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii
Total	332,963,083	284,765,519	9,028,606	5,624,661	88,901,077	59,400,012	235,033,400	219,740,846
A.	35,197,494	35,197,494	1,748,055	1,748,055	18,520,148	18,520,148	14,929,291	14,929,291
A1	19,079,011	19,079,011	1,088,055	1,088,055	9,361,259	9,361,259	8,629,697	8,629,697
A2	16,118,483	16,118,483	660,000	660,000	9,158,890	9,158,890	6,299,594	6,299,594
A3	0	0	0	0	0	0	0	0
B	271,260,677	223,063,113	7,280,550	3,876,606	70,089,082	40,588,016	193,891,045	178,598,491
B1	4,692,525	4,692,525	0	0	1,496,555	1,496,555	3,195,970	3,195,970
B2	81,512,139	81,512,139	0	0	9,645,217	9,645,217	71,866,923	71,866,923
B3	63,492,117	63,492,117	3,876,606	3,876,606	15,855,375	15,855,375	43,760,137	43,760,137
B4	6,053,972	6,053,972	0	0	1,379,052	1,379,052	4,674,920	4,674,920
B5	14,414,985	14,334,068	0	0	0	0	14,414,985	14,334,068
B6	101,094,939	52,978,292	3,403,944	0	41,712,883	12,211,818	55,978,111	40,766,474
C	26,504,911	26,504,911	0	0	291,847	291,847	26,213,064	26,213,064
C1	16,220,489	16,220,489	0	0	0	0	16,220,489	16,220,489
C2	4,872,993	4,872,993	0	0	258,736	258,736	4,614,257	4,614,257
C3	0	0	0	0	0	0	0	0
C4	5,411,430	5,411,430	0	0	33,111	33,111	5,378,319	5,378,319
C5	0	0	0	0	0	0	0	0

Categoriile de lucrări A-C definite în cadrul tabelului 3.2.4.2.

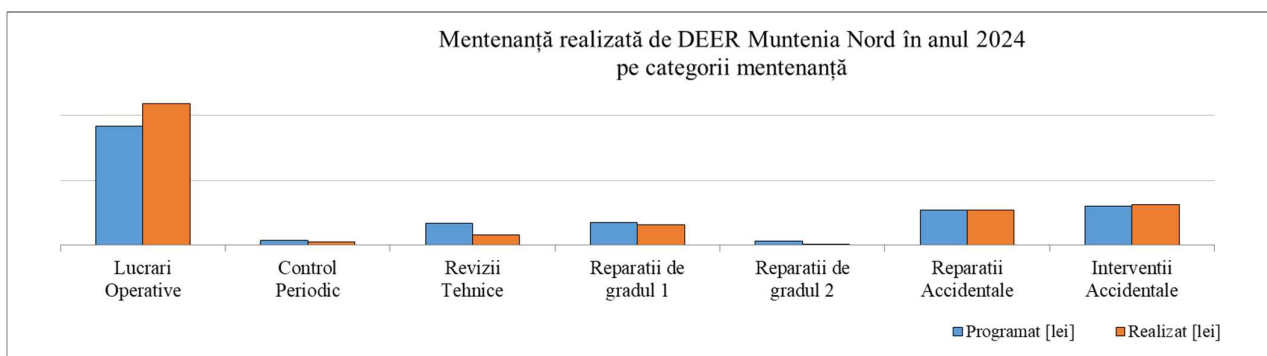
Conform prevederilor *Procedurii privind fundamentarea și aprobarea planurilor de dezvoltare și de investiții ale operatorului de transport și de sistem și ale operatorilor de distribuție a energiei electrice*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 98/2022, operatorul de rețea are posibilitatea de recuperare a investițiilor nefinalizate din planul de investiții al anului 2024, în cursul primului semestru al anului 2025.

3.7.5. Realizarea planului anual de mentenanță

a. Gradul de realizare valorică a programului de mentenanță pe categorii de lucrări de mentenanță

Tabelul nr. 3.7.5.1

	Lucrari Operative	Control Periodic	Revizii Tehnice	Reparatii de gradul 1	Reparatii de gradul 2	Reparatii Accidentale	Interventii Accidentale	TOTAL
Programat	73,62	3,13	13,59	14,31	2,66	21,78	24,37	153,46
Realizat	87,44	2,12	6,43	12,81	0,66	21,77	24,90	156,12
Realizare program [%]	118,8%	67,6%	47,3%	89,6%	24,7%	99,9%	102,2%	101,7%

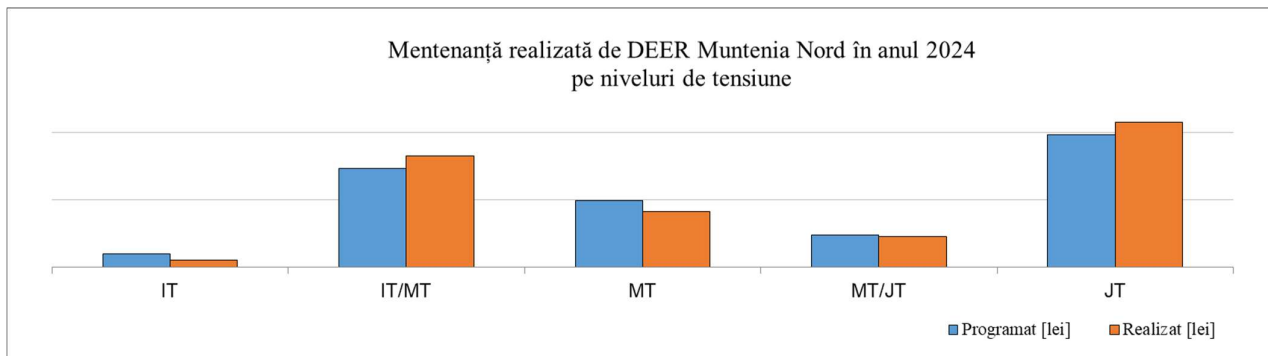


Din valoarea totală a programului de mentenanță, lucrările de reparații și intervenții accidentale prognozate reprezintă 30,1 %, iar din valoarea totală realizată lucrările de reparații și intervenții accidentale realizate reprezintă 29,9 %.

b. Gradul de realizare valorică a programului de mentenanță pe niveluri de tensiune

Tabelul nr. 3.7.5.2

Nivel tensiune	IT	IT/MT	MT	MT/JT	JT
Programat [Mil. lei]	6,01	43,99	29,91	14,48	59,06
Realizat [Mil. lei]	3,12	49,65	25,04	13,70	64,61
Realizare program [%]	51,9%	112,9%	83,7%	94,7%	109,4%



Programul de mentenanță a fost realizat în proporție de 101,7 %. Din totalul realizărilor programului de mentenanță, 70,1 % a reprezentat mentenanța preventivă, iar 29,9 % a reprezentat mentenanța corectivă.

Se constată că lucrările de mentenanță preventivă (control periodic, revizie tehnică, reparații de grad 1 și 2) au fost realizate în proporție de 102 % iar lucrările de mentenanță corectivă de tip reparații și intervenții accidentale au fost realizate în proporție de 101,1 %.

3.7.6. Incidente deosebite în anul 2024

În anul 2024, în rețeaua DEER Muntenia Nord s-au înregistrat 137 incidente deosebite, cu următoarea distribuție:

Tabelul nr. 3.7.6.1

	Braila	Buzau	Dambovită	Galati	Prahova	Vrancea	DEER Muntenia Nord
Incidente deosebite	5	1	5	30	79	17	137
Utilizatori afectați cumulat	74762	15185	49987	369253	601860	212549	1323596
Putere întreruptă cumulat [MW]	19,40	5,00	22,75	223,17	307,66	76,64	654,62
Energie nelivrată cumulat [MWh]	8,88	2,42	21,00	173,28	276,94	34,63	517,15
Medie utilizatori afectați /incident	14.952	15.185	9.997	12.308	7.618	12.503	9.661
Medie putere întreruptă /incident [MWh]	3,88	5,00	4,55	7,44	3,89	4,51	4,78
Medie energie nelivrată /incident [MWh]	1,78	2,42	4,20	5,78	3,51	2,04	3,77

Încadrarea pe cauze ale incidentelor deosebite înregistrate în anul 2024 se regăsește în tabelul următor:

Tabelul nr. 3.7.6.2

Cauze interne OD		Cauze externe OD			Cauze neidentificate
Defecte interne în instalații	Vegetație crescută în culoar LEA	Fenomene meteo defavorabile	Acțiuni externe (terți/alți OR/animale)	Altele (defecte în instalațiile utilizatorilor)	
58	5	48	13	-	13

Din analiza cauzelor se constată că aprox. 34 % din incidentele deosebite raportate au avut cauze interne OD, pe fondul defectării elementelor de rețea, cca. 52 % au cauze incidente deosebite produse pe fondul unor condiții meteo deosebite sau incidente provocate de acțiuni ale terților sau utilizatorii rețelei.

Centralizatorul incidentelor deosebite în anul 2024 se regăsește în cadrul Anexei nr. 4.

3.8. DEER TRANSILVANIA NORD

3.8.1. Capacități energetice

Rețeaua electrică de distribuție a energiei electrice, din gestiunea DEER Transilvania Nord, asigură alimentarea cu energie electrică a utilizatorilor din zonele administrativ teritoriale Cluj, Bihor, Maramureș, Satu Mare, Bistrița Năsăud și Sălaj.

Societatea DEER Transilvania Nord S.A. deține în gestiunea sa următoarele capacități energetice:

a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.8.1.1

Nr. Crt.	Categorie	2022			2023			2024		
		LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)	LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)	LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)
1	IT (110 kV)	2.191	37	2.228	2.191	37	2.228	2190	38	2228
2	MT(35/20/10/6kV)	11.847	4.324	16.171	11.874	4.486	16.360	11890	4561	16450
3	JT (0,4 kV)	20.793	5.514	26.307	20.846	5.607	26.453	20893	5675	26568
4	Branșamente	18.316	7.895	26.211	18.377	8.052	26.429	18419	8217	26636

b. Stații electrice, posturi de transformare și puncte de alimentare:

Tabelul nr. 3.8.1.2

Nr. Crt.	Categorie	2022		2023		2024	
		Cantitate (buc)	P total (MW)	Cantitate (buc)	P total (MW)	Cantitate (buc)	P total (MW)
1	Stații electrice (de conexiune/transf.) 110 kV	92	3.712	93	3.728	93	3754
2	Stații electrice (de conexiune/sau de transf.) sub 110 kV	29	48	29	48	29	48
3	Posturi de transformare	9.258	2.521	9.374	2.545	9490	2581
4	Puncte de alimentare	130	18	153	18	153	18

3.8.2. Durata de funcționare a instalațiilor

a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.8.2.1

Nr. Crt.	Categorie	Lungime LEA+LES (km traseu)	Perioada PIF	Lungime LEA (km traseu)	Lungime LES (km traseu)	Total LEA+LES (km traseu)	% din total categorie
1	IT (110 kV)	2.228	înainte de 1960	173	0	173	7,77%
			1960-1979	1.541	9	1.550	69,56%
			1980-1999	423	0	423	18,99%
			2000-2019	53	21	74	3,33%
			2020-2024	0	8	8	0,35%
2	MT	16.450	înainte de 1960	406	72	478	2,91%
			1960-1979	8.701	1.802	10.503	63,85%
			1980-1999	1.630	877	2.507	15,24%
			2000-2019	1.038	1.181	2.219	13,49%
			2020-2024	114	630	744	4,52%
3	JT	26.567	înainte de 1960	596	173	768	2,89%
			1960-1979	12.329	2.677	15.006	56,48%
			1980-1999	4.373	1.210	5.583	21,01%
			2000-2019	3.360	1.248	4.608	17,34%
			2020-2024	235	367	602	2,27%
4	branșamente	26.636	înainte de 1960	1.080	612	1.692	6,35%
			1960-1979	9.725	2.424	12.149	45,61%
			1980-1999	3.971	1.467	5.437	20,41%
			2000-2019	3.417	2.996	6.413	24,08%
			2020-2024	225	719	944	3,54%

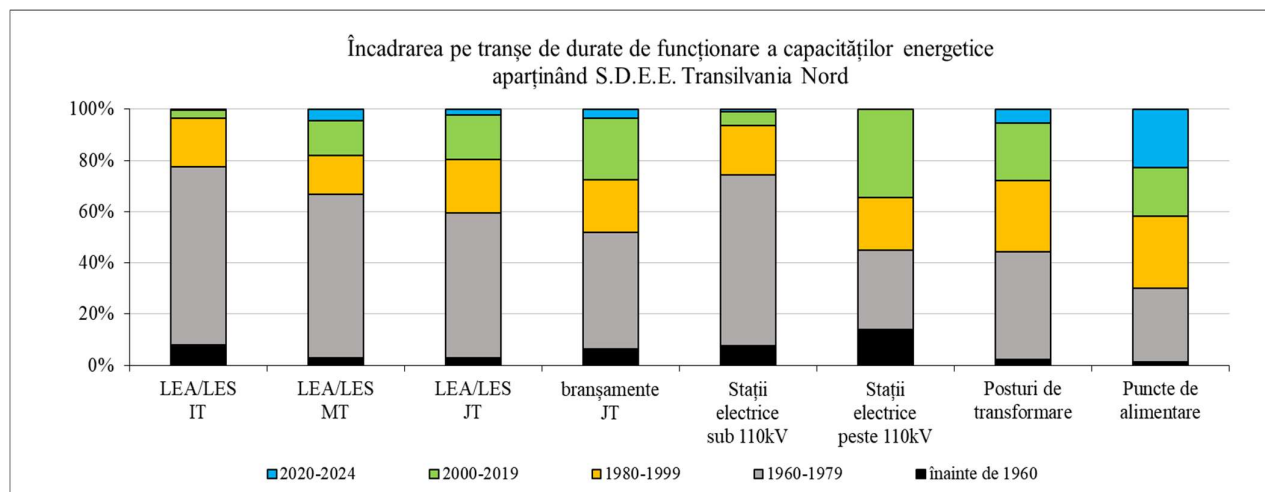
Se constată că în perioada 2000-2024 au fost puse în funcțiune cca. 3,7 % linii electrice aeriene la IT, respectiv 18 % la MT. Pentru liniile electrice de distribuție de JT, respectiv bransamente, punerile în funcțiune după anul 2000 reprezintă cca. 19,61 %, respectiv 27,6 % din totalul acestei categorii.

b. Stații electrice, posturi de transformare, puncte de alimentare:

Tabelul nr. 3.8.2.2

Categorie	Cantitate (buc)	Perioada PIF	Cantitate (buc)	% din total categorie
Stații electrice (de conexiune și/sau de transformare) 110kV	93	înainte de 1960	7	7,53%
		1960-1979	62	66,67%
		1980-1999	18	19,35%
		2000-2019	5	5,38%
		2020-2024	1	1,08%
Stații electrice (de conexiune și/sau de transformare) sub 110kV	29	înainte de 1960	4	13,79%
		1960-1979	9	31,03%
		1980-1999	6	20,69%
		2000-2019	10	34,48%
		2020-2024	0	0,00%
Posturi de transformare	9.490	înainte de 1960	207	2,18%
		1960-1979	3984	41,98%
		1980-1999	2647	27,89%
		2000-2019	2120	22,34%
		2020-2024	532	5,61%
Puncte de alimentare	153	înainte de 1960	2	1,31%
		1960-1979	44	28,76%
		1980-1999	43	28,10%
		2000-2019	29	18,95%
		2020-2024	35	22,88%

Se remarcă realizarea unui număr redus de stații electrice de transformare după anul 2000 (16 stații de transformare, reprezentând 13,1 % din totalul stațiilor electrice). În cazul posturilor de transformare și punctelor de alimentare, 27,3 % din totalul acestora sunt realizate după anul 2000.



3.8.3. Capacități energetice re tehnologizate / noi

a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.8.3.1

Categorie		2022			2023			2024		
		Lungime linii (km traseu)	Lungime linii reteh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)	Lungime linii (km traseu)	Lungime linii reteh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)	Lungime linii (km traseu)	Lungime linii reteh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)
IT	LEA	2.191	0	0	2.191	1	0	2.190	1	0
	LES	37	0	0	37	0	0	38	0	0
MT	LEA	11.847	63	20	11.874	91	31	11.890	54	17
	LES	4.324	33	131	4.486	26	178	4.561	0	82
JT (excl.branș.)	LEA	20.793	171	51	20.846	95	83	20.893	203	48
	LES	5.514	17	59	5.607	61	93	8.217	86	68

În anul 2024 nu au fost realizate rețehnologizări/linii noi pentru cazul liniilor de 110kV, iar pentru cazul liniilor de MT/JT s-au realizat lucrări de rețehnologizare/instalări de linii noi pentru cca. 1,3% din lungimea totală a liniilor MT, respectiv 0,6% din lungimea totală a liniilor JT.

b. Stații electrice, posturi de transformare și puncte de alimentare

Tabelul nr. 3.8.3.2

Categorie		2022			2023			2024		
		Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice reteh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice reteh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice reteh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)
Stații electrice 110kV		92	4	-	93	5	1	93	3	0
Stații electrice sub 110kV		29	-	-	29	-	-	29	0	0
Posturi de transformare		9.258	54	121	9.374	170	119	9490	143	118
Puncte de alimentare		130	2	9	153	2	23	153	4	0

3.8.4. Realizarea planului anual de investiții

Tabelul nr. 3.8.4.1

		UM	2022	2023	2024
TOTAL	Proгноzat	Mil. lei	227.940	332.867	269.868
	Realizat	Mil. lei	206.081	361.175	312.357
Din surse proprii	Proгноzat	Mil. lei	182.352	207.312	220.706
	Realizat	Mil. lei	179.205	252.271	269.798
Din alte contribuții financiare	Proгноzat	Mil. lei	45.588	125.555	49.162
	Realizat	Mil. lei	26.878	108.905	42.559

Notă:

Valorile sunt în termeni nominali ai fiecărui an iar indicele inflației pentru anul 2024 este 1.046.

Pentru anul 2022 valorile realizate conțin lucrări suplimentare în valoare de 33.719.846 lei.

Pentru anul 2023 valorile includ investiții recuperate în valoare de 12.078.711 lei și investiții suplimentare în valoare de 59.608.972 lei

Pentru anul 2024 valorile includ investiții recuperate în valoare de 11.089.212,64 lei și investiții suplimentare în valoare de 64.965.285,72 lei.



Defalcarea investițiilor realizate în anul 2024, pe categorii de lucrări și niveluri de tensiune este prezentată în tabelul următor.

Tabelul nr. 3.8.4.2

	Valoare realizată (IT+MT+JT) [lei]		Valoare realizată la IT [lei]		Valoare realizată la MT [lei]		Valoare realizată la JT [lei]	
	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii
Total	312,356,686	269,797,699	15,215,759	3,713,344	62,779,933	48,256,875	234,360,994	217,827,479
A.	31,037,510	31,037,510	3,713,344	3,713,344	19,439,004	19,439,004	7,885,161	7,885,161
A1	31,037,510	31,037,510	3,713,344	3,713,344	19,439,004	19,439,004	7,885,161	7,885,161
A2	0	0	0	0	0	0	0	0
A3	0	0	0	0	0	0	0	0
B	231,397,897	194,697,332	11,502,414	0	41,501,612	27,406,301	178,393,870	167,291,031
B1	0	0	0	0	0	0	0	0
B2	43,572,667	43,572,667	0	0	1,004,679	1,004,679	42,567,989	42,567,989
B3	51,089,620	51,089,620	0	0	14,618,337	14,618,337	36,471,283	36,471,283
B4	21,487,226	21,487,226	0	0	4,942,984	4,942,984	16,544,242	16,544,242
B5	15,970,028	15,904,386	0	0	0	0	15,970,028	15,904,386
B6	99,278,356	62,643,433	11,502,414	0	20,935,613	6,840,302	66,840,328	55,803,131
C	49,921,279	44,062,856	0	0	1,839,316	1,411,569	48,081,963	42,651,287
C1	22,119,873	22,119,873	0	0	0	0	22,119,873	22,119,873
C2	4,379,566	4,379,566	0	0	190,417	190,417	4,189,149	4,189,149
C3	0	0	0	0	0	0	0	0
C4	21,321,146	15,462,723	0	0	855,494	427,747	20,465,651	15,034,975
C5	793,406	793,406	0	0	793,406	793,406	0	0
C6	0	0	0	0	0	0	0	0
C7	1,307,289	1,307,289	0	0	0	0	1,307,289	1,307,289

Categoriile de lucrări A-C definite în cadrul tabelului 3.2.4.2.

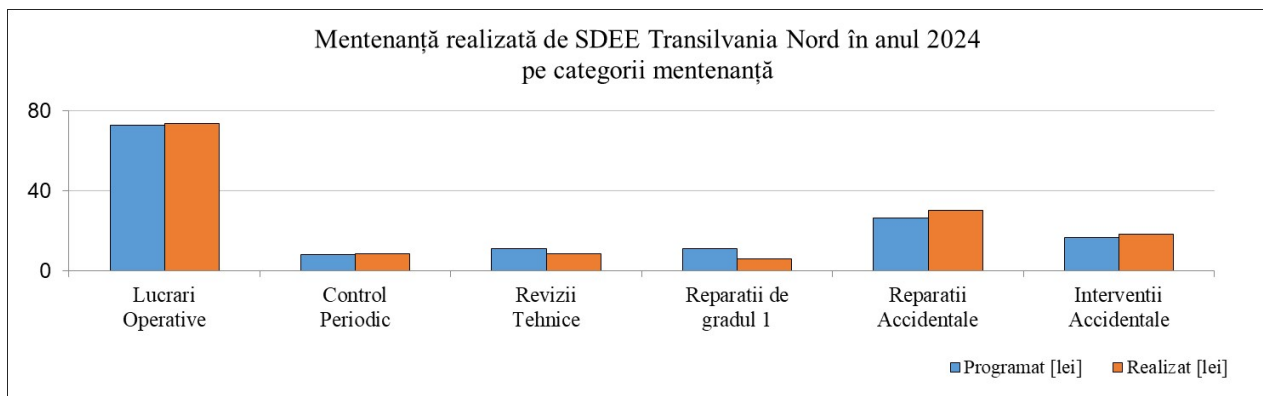
Conform prevederilor *Procedurii privind fundamentarea și aprobarea planurilor de dezvoltare și de investiții ale operatorului de transport și de sistem și ale operatorilor de distribuție a energiei electrice*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 98/2022, operatorul de rețea are posibilitatea de recuperare a investițiilor nefinalizate din planul de investiții al anului 2024, în cursul primului semestru al anului 2025.

3.8.5. Realizarea planului anual de mentenanță

a. Gradul de realizare valorică a programului de mentenanță pe categorii de lucrări de mentenanță

Tabelul nr. 3.4.4.3

	Lucrari Operative	Control Periodic	Revizii Tehnice	Reparatii de gradul 1	Reparatii de gradul 2	Reparatii Accidentale	Interventii Accidentale	TOTAL
Programat	72,71	8,27	10,92	11,09	0,55	26,26	16,73	146,53
Realizat	73,70	8,38	8,44	5,97	0,06	30,41	18,23	145,19
Realizare program [%]	101,4%	101,4%	77,2%	53,8%	11,5%	115,8%	109,0%	99,1%

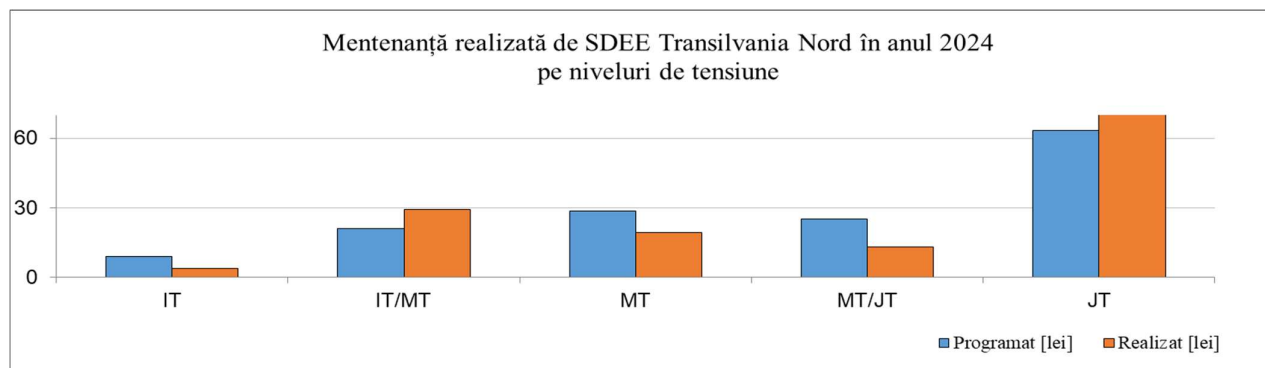


Din valoarea totală a programului de mentenanță, lucrările de reparații și intervenții accidentale prognozate reprezintă 29,3 %, iar din valoarea totală realizată lucrările de reparații și intervenții accidentale realizate reprezintă 33,5 %.

b. Gradul de realizare valorică a programului de mentenanță pe niveluri de tensiune

Tabelul nr. 3.7.4.4

Nivel tensiune	IT	IT/MT	MT	MT/JT	JT
Programat [Mil. lei]	8,97	20,79	28,48	25,03	63,26
Realizat [Mil. lei]	3,81	29,10	19,28	12,92	80,07
Realizare program [%]	42,5%	140,0%	67,7%	51,6%	126,6%



Programul de mentenanță a fost realizat în proporție de 99,1 % . Din totalul realizărilor programului de mentenanță, 66,5 % a reprezentat mentenanță preventivă iar 33,5 % a reprezentat mentenanță corectivă.

Se constată că lucrările de mentenanță preventivă (control periodic, revizie tehnică, reparații de grad 1 și 2) au fost realizate în proporție de 93,3 % iar lucrările de mentenanță corectivă de tip reparații și intervenții accidentale au fost realizate în proporție de 113,1 %.

3.8.6. Incidente deosebite în anul 2024

În anul 2024, în rețeaua RED din gestiunea DEER Transilvania Nord s-a înregistrat un număr de 20 incidente deosebite, cu distribuția:

Tabelul nr. 3.8.6.2

	Cluj	Bihor	Maramure s	Satu Mare	Bistrita Nasaud	Salaj	DEER Transilvania Nord
Incidente deosebite	6	2	1	3	3	5	20
Utilizatori afectați cumulat	69992	17363	12516	20896	16707	51689	189163
Putere întreruptă cumulat [MW]	29,1	10	3	5,2	4,1	39,9	91,3
Energie nelivrată cumulat [MWh]	16,46	2,36	0,3	29,78	1	12,66	62,56
Medie utilizatori afectați /incident	11.665	8.682	12.516	6.965	5.569	10.338	9.458
Medie putere întreruptă /incident [MWh]	4,85	5,00	3,00	1,73	1,37	7,98	4,57
Medie energie nelivrată /incident[MWh]	2,74	1,18	0,30	9,93	0,33	2,53	3,13

Încadrarea pe cauze ale incidentelor deosebite înregistrate în anul 2024 se regaseste în tabelul următor:

Tabelul nr. 3.6.5.2

Cauze interne OD		Cauze externe OD			Cauze neidentificate
Defecte interne în instalații	Vegetație crescută în culoar LEA	Fenomene meteo defavorabile	Acțiuni externe (terți/alți OR/animale)	Altele (defecte instalațiile utilizatorilor)	
8	-	10	2	-	-

Centralizatorul incidentelor deosebite în rețeaua DEER Transilvania Nord în anul 2024 se regăsește în cadrul Anexei nr. 4.

3.9. DEER TRANSILVANIA SUD

3.9.1. Capacități energetice

Rețeaua electrică de distribuție a energiei electrice, din gestiunea DEER Transilvania Sud, asigură alimentarea cu energie electrică a utilizatorilor din zonele administrativ teritoriale Alba, Brașov, Covasna, Harghita, Mureș și Sibiu.

Societatea DEER Transilvania Sud S.A. deține în gestiunea sa următoarele capacități energetice:

a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.9.1.1

Nr. Crt	Categorie	2022			2023			2024		
		LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)	LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)	LEA (km traseu)	LES (km traseu)	Total (km traseu)
1	IT (110 kV)	3.149	63	3.212	3.150	63	3.213	3.150	66	3.215
2	MT(35/20/10/6kV)	10.517	3.709	13.225	10.530	3.791	14.321	10.538	3.891	14.429
3	JT (0,4 kV)	14.787	6.272	21.058	14.805	6.405	21.210	14.793	6.600	21.393
4	Branșamente	17.592	3.088	20.680	17.596	3.199	20.795	17.650	3.329	20.979

b. Stații electrice, posturi de transformare și puncte de alimentare:

Tabelul nr. 3.9.1.2

Nr. Crt.	Categorie	2022		2023		2024	
		Cantitate (buc.)	P total (MW)	Cantitate (buc.)	P total (MW)	Cantitate (buc.)	P total (MW)
1	Stații electrice (de conexiune/transformare) 110kV	101	4.146	101	4.161	102	4.186
2	Stații electrice (de conexiune/transformare) sub 110kV	4	6	4	6	4	6
3	Posturi de transformare	9.395	2.657	9.505	2.693	9.600	2.734
4	Puncte de alimentare	291	32	297	32	307	33

3.9.2. Durata de funcționare a instalațiilor

a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.9.2.1

Nr. Crt.	Categorie	Lungime LEA+LES (km traseu)	LEA	Lungime LEA (km traseu)	Lungime LES (km traseu)	Total LEA+LES (km traseu)	% din total categorie
1	IT (110 kV)	3.215	înainte de 1960	466	0	466	14,50%
			1960-1979	1977	0	1977	61,48%
			1980-1999	683	0	683	21,24%
			2000-2019	23	46	68	2,13%
			2020-2024	1	20	21	0,65%
2	MT	14.429	înainte de 1960	3664	724	4387	30,41%
			1960-1979	4295	906	5201	36,04%
			1980-1999	1488	855	2344	16,24%
			2000-2019	1031	1014	2045	14,18%
			2020-2024	59	393	452	3,13%
3	JT	21.393	înainte de 1960	2233	949	3182	14,88%
			1960-1979	7084	2101	9185	42,94%
			1980-1999	2980	918	3898	18,22%
			2000-2019	2402	1929	4331	20,24%
			2020-2024	94	703	797	3,72%
4	branșamente	20.979	înainte de 1960	2947	559	3506	16,71%
			1960-1979	8214	897	9111	43,43%
			1980-1999	3805	487	4292	20,46%
			2000-2019	2395	860	3256	15,52%
			2020-2024	288	526	814	3,88%

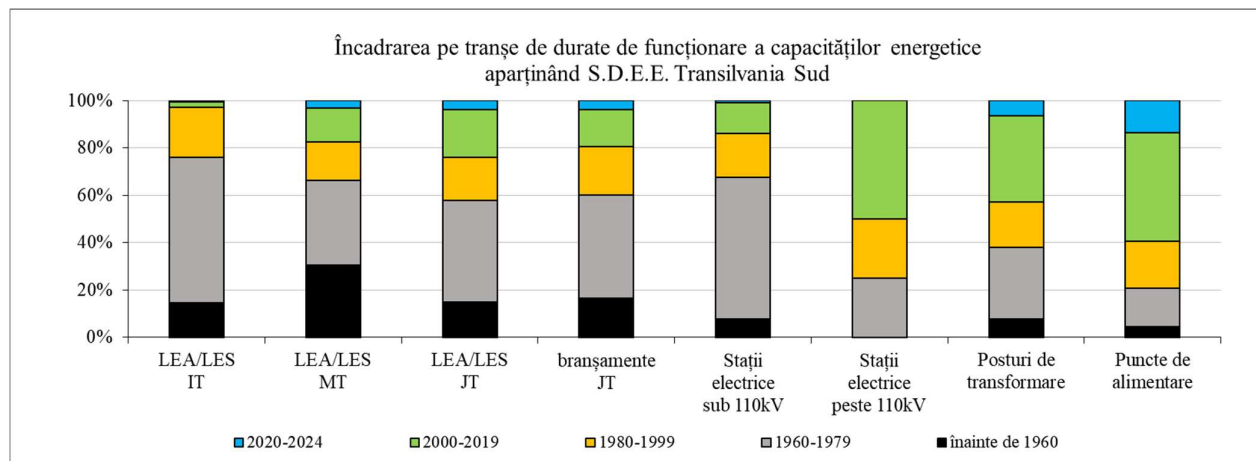
Se constată că în perioada 2000-2024 au fost puse în funcțiune cca. 2,8 % din liniile electrice aeriene la IT, respectiv 17,3 % la MT. Pentru liniile electrice de distribuție de JT punerile în funcțiune după anul 2000 reprezintă cca. 24 % din totalul categoriei.

b. Stații electrice, posturi de transformare, puncte de alimentare:

Tabelul nr. 3.9.2.2

Categorie	Cantitate (buc.)	Perioada PIF	Cantitate (buc.)	% din total categorie
Stații electrice (de conexiune și/sau de transformare) 110kV	102	înainte de 1960	8	7,84%
		1960-1979	61	59,80%
		1980-1999	19	18,63%
		2000-2019	13	12,75%
		2000-2024	1	0,98%
Stații electrice (de conexiune și/sau de transformare) sub 110kV	4	înainte de 1960	0	0,00%
		1960-1979	1	25,00%
		1980-1999	1	25,00%
		2000-2019	2	50,00%
		2000-2024	0	0,00%
Posturi de transformare	9.600	înainte de 1960	759	7,91%
		1960-1979	2891	30,11%
		1980-1999	1829	19,05%
		2000-2019	3503	36,49%
		2000-2024	618	6,44%
Puncte de alimentare	307	înainte de 1960	14	4,56%
		1960-1979	50	16,29%
		1980-1999	61	19,87%
		2000-2019	140	45,60%
		2000-2024	42	13,68%

După anul 2000 s-au pus în funcțiune 16 stații de transformare, reprezentând 15 % din total, precum și 4.303 posturi de transformare și puncte de alimentare, reprezentând 43,4 % din totalul acestei categorii.



3.9.3. Capacități energetice rețehnologizate/noi

a. Linii electrice de distribuție:

Tabelul nr. 3.9.3.1

Categorie		2022			2023			2024		
		Lungime linii (km traseu)	Lungime linii rețeh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)	Lungime linii (km traseu)	Lungime linii rețeh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)	Lungime linii (km traseu)	Lungime linii rețeh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)
IT	LEA	3.149	-	-	3.150	0	1	3.150	0	0

Categorie		2022			2023			2024		
		Lungime linii (km traseu)	Lungime linii reteh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)	Lungime linii (km traseu)	Lungime linii reteh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)	Lungime linii (km traseu)	Lungime linii reteh. (km traseu)	Lungime linii noi (km traseu)
	LES	63	-	-	63	0	0	66	0	2
MT	LEA	10.517	22,7	14,9	10.530	32	22	10.538	10	11
	LES	3.709	6,2	72,3	3.791	52	82	3.891	33	103
JT (excl. branș.)	LEA	14.787	89,5	41,8	14.805	113	48	14.793	96	10
	LES	6.272	32,3	155,7	6.405	32	134	6.600	0	195

b. Stații electrice, posturi de transformare și puncte de alimentare

Tabelul nr. 3.9.3.2

Categorie	2022			2023			2024		
	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice reteh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice reteh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)	Total capacități energetice (buc.)	Capacități energetice reteh. (buc.)	Capacități energetice noi realizate (buc.)
Stații electrice (de conexiune /transf.)	105	9	0	105	49	-	106	2	1
Posturi de transformare	9.395	78	125	9.505	78	135	9.600	200	120
Puncte de alimentare	291	0	13	297	-	7	307	-	10

3.9.4. Realizarea planului anual de investiții

Tabelul nr. 3.9.4.1

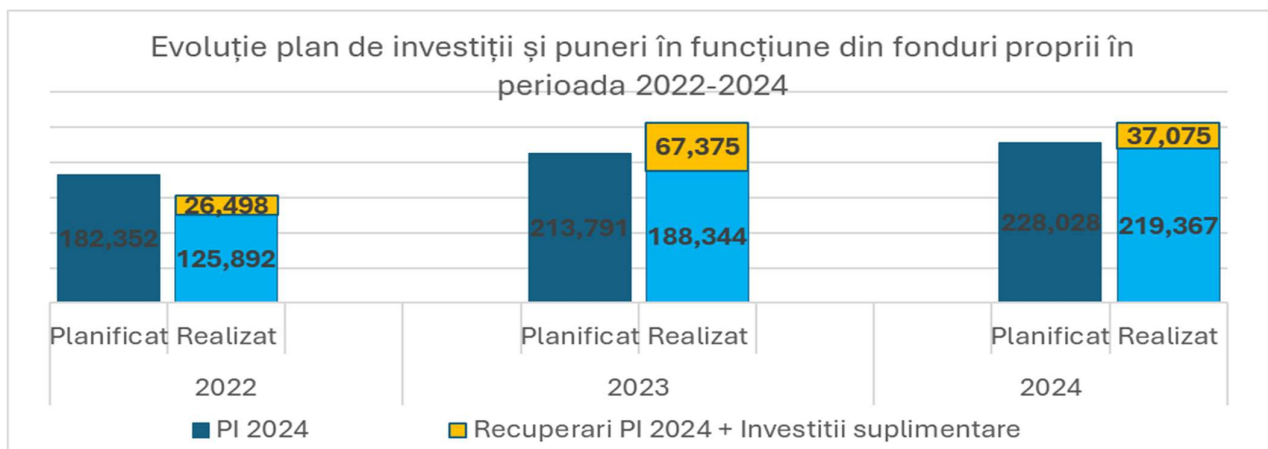
		UM	2022	2023	2024
TOTAL	Proгноzat	Mil. lei	240,250	348,571	249,994
	Realizat	Mil. lei	162,673	357,930	262,287
Din surse proprii	Proгноzat	Mil. lei	193,749	207,312	228,028
	Realizat	Mil. lei	144,958	269,337	255,654
Din alte contribuții financiare	Proгноzat	Mil. lei	46,712	141,259	21,966
	Realizat	Mil. lei	17,715	88,593	6,632

Notă:

Valorile sunt în termeni nominali ai fiecărui an, iar indicele inflației pentru anul 2024 este 1,046.

Valorile realizate conțin lucrări suplimentare, astfel:

- 2022: lucrările recuperate în valoare de 8.216.014 lei și lucrări suplimentare în valoare de 18.057.588 lei;
- 2023: lucrările recuperate în valoare de 55.663.559 lei și lucrări suplimentare în valoare de 29.171.885 lei.
- 2024: lucrările recuperate în valoare de 12,540,139.38 lei și lucrări suplimentare în valoare de 23,746,837.92 lei.



Defalcarea investițiilor realizate în anul 2024, pe categorii de lucrări și niveluri de tensiune este prezentată în tabelul următor:

Tabelul nr. 3.9.4.2

	Valoare realizată IT+MT+JT [lei]		Valoare realizată la IT [lei]		Valoare realizată la MT [lei]		Valoare realizată la JT [lei]	
	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii	Total, din care	Surse proprii
Total	262,286,623	255,654,403	15,523,629	15,523,629	67,955,327	65,193,774	178,807,667	174,937,000
A.	43,309,423	43,309,423	1,925,712	1,925,712	24,765,373	24,765,373	16,618,338	16,618,338
A1	43,309,423	43,309,423	1,925,712	1,925,712	24,765,373	24,765,373	16,618,338	16,618,338
A2	0	0	0	0	0	0	0	0
A3	0	0	0	0	0	0	0	0
B	191,393,814	184,761,594	13,597,917	13,597,917	42,965,073	40,203,520	134,830,824	130,960,157
B1	0	0	0	0	0	0	0	0
B2	32,773,033	32,773,033	0	0	6,568,449	6,568,449	26,204,585	26,204,585
B3	60,501,936	60,501,936	0	0	14,212,909	14,212,909	46,289,027	46,289,027
B4	40,357,629	40,357,629	13,597,917	13,597,917	13,277,332	13,277,332	13,482,380	13,482,380
B5	17,255,105	16,907,484	0	0	0	0	17,255,105	16,907,484
B6	40,506,111	34,221,513	0	0	8,906,383	6,144,830	31,599,728	28,076,683
C	27,583,386	27,583,386	0	0	224,881	224,881	27,358,505	27,358,505
C1	21,985,429	21,985,429	0	0	53,100	53,100	21,932,329	21,932,329
C2	0	0	0	0	0	0	0	0
C3	171,402	171,402	0	0	29,783	29,783	141,619	141,619
C4	5,426,554	5,426,554	0	0	141,998	141,998	5,284,557	5,284,557
C5	0	0	0	0	0	0	0	0

Categoriile de lucrări A-C definite în cadrul tabelului 3.2.4.2.

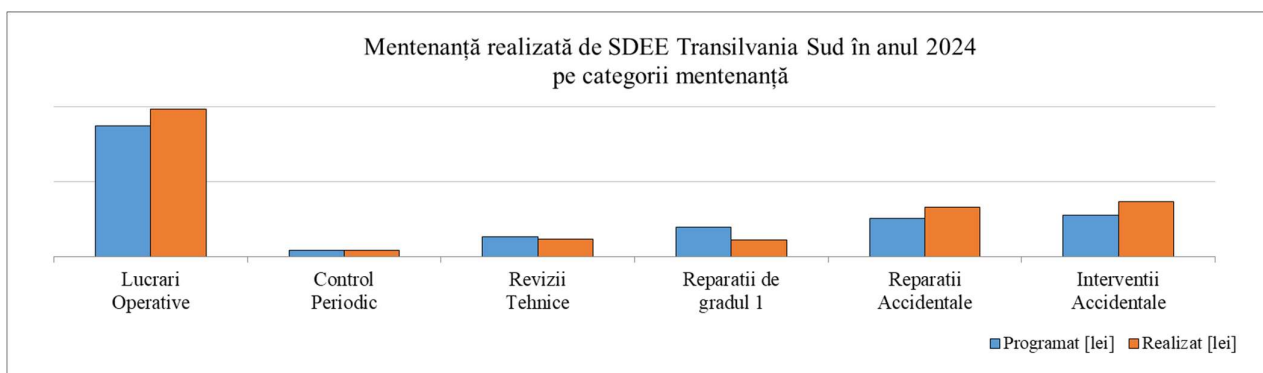
Conform prevederilor *Procedurii privind fundamentarea și aprobarea planurilor de dezvoltare și de investiții ale operatorului de transport și de sistem și ale operatorilor de distribuție a energiei electrice*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 98/2022, operatorul de rețea are posibilitatea de recuperare a investițiilor nefinalizate din planul de investiții al anului 2024, în cursul primului semestru al anului 2025.

3.9.5. Realizarea planului anual de mentenanță

a. Gradul de realizare valorică a programului de mentenanță pe tipuri de lucrări de mentenanță

Tabelul nr. 3.4.4.3

	Lucrari Operative	Control Periodic	Revizii Tehnice	Reparatii de gradul 1	Reparatii de gradul 2	Reparatii Accidentale	Interventii Accidentale	TOTAL
Programat	69,62	3,40	10,46	15,54	0,79	20,50	21,89	142,21
Realizat	78,52	3,44	9,36	8,91	0,00	26,22	29,46	155,90
Realizare program [%]	112,8%	100,9%	89,6%	57,4%	0,0%	127,9%	134,5%	109,6%



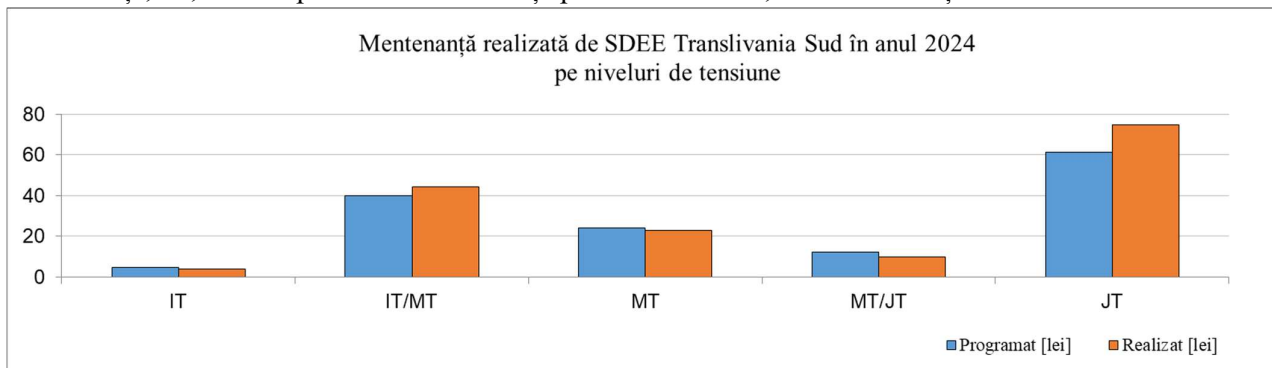
Din valoarea totală a programului de mentenanță, lucrările de reparații și intervenții accidentale reprezintă 29,8 %, iar din valoarea totală realizată lucrările de reparații și intervenții accidentale reprezintă 35,7 %.

b. Gradul de realizare valorică a programului de mentenanță pe niveluri de tensiune

Tabelul nr. 3.9.5.4

Nivel tensiune	IT	IT/MT	MT	MT/JT	JT
Programat [lei]	4,70	39,91	23,99	12,31	61,30
Realizat [lei]	3,89	44,43	23,00	9,98	74,61
Realizare program [%]	82,7%	111,3%	95,9%	81,0%	121,7%

Programul de mentenanță a fost realizat în proporție de 109,6 %. Din totalul realizărilor programului de mentenanță, 64,3 % a reprezentat mentenanță preventivă iar 35,7 % mentenanță corectivă.



Se constată că lucrările de mentenanță preventivă (control periodic, revizie tehnică, reparații de grad 1 și 2) în anul 2024 au fost realizate valoric în proporție de 100,4 % iar lucrările de mentenanță corectivă de tip reparații și intervenții accidentale au fost realizate în proporție de 131,3 %.

3.9.6. Incidente deosebite în anul 2024

În anul 2024, în rețeaua RED din gestiunea DEER Transilvania Sud s-a înregistrat un număr de 18 incidente deosebite, cu distribuția:

Tabelul nr. 3.9.6.1

	Alba	Brașov	Covasna	Harghita	Mureș	Sibiu	DEER Transilvania Sud
Incidente deosebite	1	2	2	2	5	6	18
Utilizatori afectați cumulat	11.575	33.724	15.065	15.169	79.096	45.079	199.708
Putere întreruptă cumulat [MW]	4	7	4	5	21	12	53
Energie nelivrată cumulat [MWh]	0	2	2	1	9	3	17
Medie utilizatori afectați /incident	11.575	16.862	7.533	7.585	15.819	7.513	11.095
Medie putere întreruptă /incident [MW]	4,00	3,25	2,00	2,70	4,16	2,00	2,93
Medie energie nelivrată /incident [MWh]	0,40	0,90	0,87	0,53	1,84	0,51	0,96

Încadrarea pe cauze a incidentelor deosebite înregistrate în anul 2024 se regăsește în tabelul următor:

Tabelul nr. 3.9.6.2

Cauze interne OD		Cauze externe OD			Cauze neidentificate
Defecte interne în instalații	Vegetație crescută în culoar LEA	Fenomene meteo defavorabile	Acțiuni externe (terți/alți OR/animale)	Altele (defecte în instalațiile utilizatorilor)	
13	-	-	4	1	-

Din analiza cauzelor se constată că aprox. 43 % din incidentele deosebite raportate au avut cauze interne OD, identificate în defecte ale elementelor de rețea, 47% sunt raportate ca incidente deosebite produse pe fondul unor condiții meteo deosebite, provocate de acțiuni ale terților sau defecte la utilizatorii rețelei.

Centralizatorul incidentelor deosebite în rețeaua DEER Transilvania Sud în anul 2024 se regăsește în cadrul Anexei nr. 4.

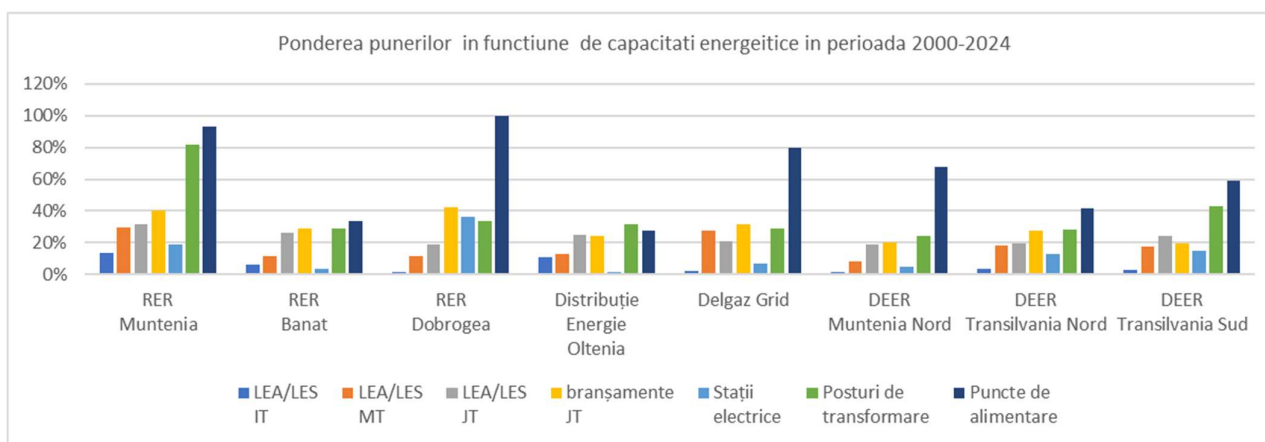
3.10. Situația agregată la nivelul întregii țări a capacităților energetice din rețelele de distribuție

La nivelul întregii țări se înregistrează următoarea repartitie a duratelor de funcționare:

Tabelul nr. 3.10

PIF	LEA+LES IT [km traseu]	LEA+LES MT [km traseu]	LEA+LES JT [km traseu]	bransamente JT [km traseu]	Stații electrice 110kV [buc]	Stații electrice sub 110kV [buc]	Posturi de transformare [buc]	Puncte de alimentare [buc]
înainte de 1960	1.656	9.600	7.461	7.831	36	12	1.982	21
1960-1979	14.567	68.408	86.384	69.537	540	190	30.737	290
1980-1999	4.879	22.511	51.185	49.689	180	60	15.538	177
2000-2019	926	13.951	36.425	40.479	102	13	21.903	702
2020-2024	285	6.233	7.253	8.237	27	1	6.983	322
TOTAL	22.313	120.704	188.707	175.771	885	276	77.143	1.512

În perioada 2000-2024 ponderea capacităților puse în funcțiune din totalul categoriei, pe OD:



Mare parte a instalațiilor aferente rețelilor electrice de distribuție aflate în prezent în funcțiune are durată de funcționare îndelungată, preponderent mai mare de 35 de ani.

Cu toate acestea, ulterior anului 2005, ca o consecință a aplicării metodologiilor stimulative de stabilire a tarifelor prin care capitalul investit de operatorii de distribuție este remunerat cu rata reglementată a rentabilității pe întreaga durată de viață a noilor active, operatorii de distribuție concesionari au desfășurat ample programe de investiții prin care au fost re tehnologizate și modernizate mare parte din instalațiile existente.

Din raportările transmise de operatorii de distribuție concesionari la finalul anului 2023 rezultă că valoarea netă contabilă a activelor care fac parte din Baza Activelor Reglementate (BAR) este de 20,2 miliarde lei la data de 31.12.2023, rezultată în urma reevaluării activelor efectuată de operatorii de distribuție concesionari în anul 2023. Din această valoare totală, un procent de 79 % reprezintă active cu dată de punere în funcțiune ulterioară anului 2005.

De asemenea, în cazul operatorului de transport și sistem, considerând ponderea valorii activelor din BAR în funcție de data punerii în funcțiune a mijloacelor fixe care îl compun, un procent de 84 % reprezintă active cu dată de punere în funcțiune ulterioară anului 2005.

Având în vedere obligația legală a operatorilor de rețea de a asigura siguranța, fiabilitatea și eficiența rețelilor electrice pe care le dețin, aceștia au programat și realizat lucrări în instalații, fundamentate pe baza analizelor și evaluărilor efectuate în cadrul activității proprii de management al activelor.

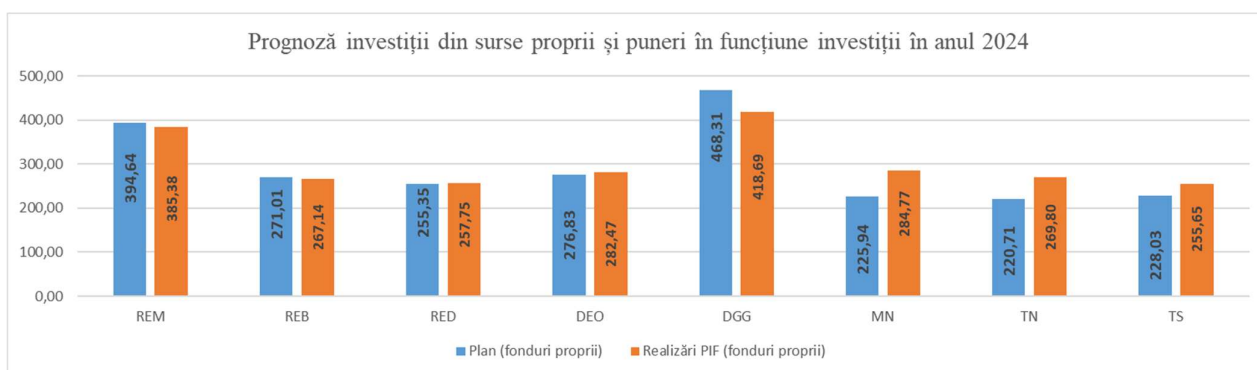
Motivat de faptul că lucrările de modernizare și rețehnologizare au vizat echipamente componente din stații și posturi de transformare ori din linii electrice, deși majoritatea capacităților energetice au data PIF anterioară anului 2005, echipamentele componente au beneficiat de lucrări succesive de investiții prin care li s-au îmbunătățit parametrii tehnici.

3.11. Situația agregată la nivelul întregii țări a realizării lucrărilor de investiții în RED

Investițiile realizate din surse proprii de operatorii de distribuție concesionari și puse în funcțiune în anul 2024 se prezintă astfel:

Tabelul nr. 3.11.1

	Rețele Electrice Muntenia	Rețele Electrice Banat	Rețele Electrice Dobrogea	Distributie Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	TOTAL [Mil. Lei]
Plan	394,64	271,01	255,35	276,83	468,31	225,94	220,71	228,03	2.341
PIF 2024	385,38	267,14	257,75	282,47	418,69	284,77	269,80	255,65	2.422



Tipul lucrărilor realizate în rețelele electrice de distribuție în anul 2024 se prezintă în tabelul următor:

Tabelul nr. 3.11.2

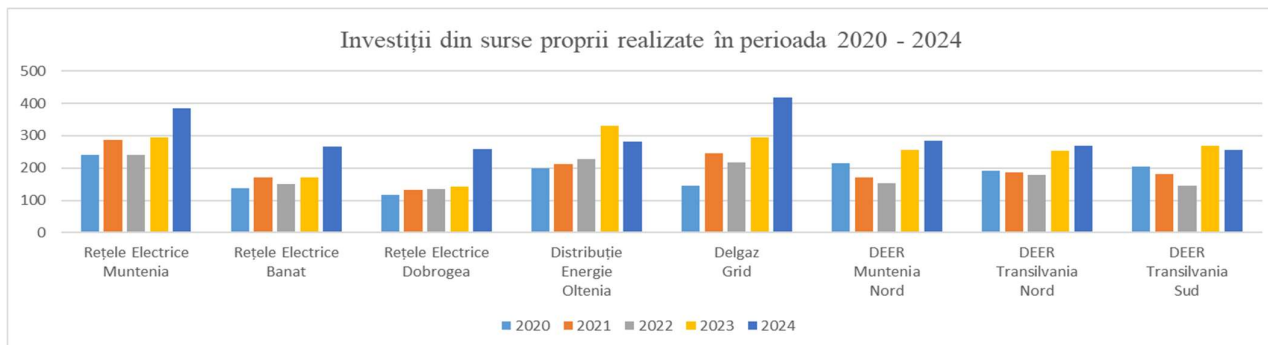
Tip	Denumire categorie	Valoare totală realizată [lei]	din care surse proprii:
	TOTAL, din care:	3.030.816.427	2.421.646.230
A	ESENTIALE	383.236.216	338.778.922
A1	Retehnologizarea și modernizarea liniilor/stațiilor și posturilor de transformare existente care sunt supraîncărcate, considerate locuri de muncă cu condiții deosebite din punct de vedere al securității muncii, care au parametri tehnici necorespunzători	347.920.501	303.463.208
A2	Înlocuirea echipamentelor existente uzate fizic și moral pentru care nu există piese de schimb și pentru care nu mai pot fi executate lucrări de mentenanță corespunzătoare, înlocuirea echipamentelor pentru a se respecta condițiile de mediu	35.315.714	35.315.714
A3	Instalații pentru compensarea factorului de putere	0	0
B	NECESARE	2.163.623.771	1.611.529.303
B1	Înlocuirea echipamentelor existente amortizate, ai căror parametri tehnici nu mai corespund cu normativele în vigoare și care nu mai asigură respectarea parametrilor de performanță și calitate prevăzuți în legislație	39.684.283	39.684.283
B2	Înlocuirea de echipamente, lucrări de rețehnologizare și modernizare pentru reducerea CPT, înlocuirea grupurilor de măsurare	285.023.458	285.023.458
B3	Îmbunătățirea calității serviciului de distribuție	481.370.331	481.370.331
B4	Realizarea de capacități noi, extinderea rețelei existente pentru alimentarea noilor utilizatori	220.805.455	204.970.037
B5	Implementarea sistemelor de măsurare inteligentă	262.400.630	195.448.465
B6	Noi racordări, inclusiv cele impuse de legislația primară, întărirea rețelei pentru noile racordări, precum și cota parte neacoperită de tariful de racordare	874.339.614	405.032.729
C	JUSTIFICABILE	483.956.439	471.338.004
C1	Achiziția de echipamente pentru asigurarea securității muncii și achiziția	189.859.399	189.859.399

	de echipamente de lucru		
C2	Îmbunătățire condiții de muncă	39.070.976	39.070.976
C3	Preluări capacități energetice de distribuție a energiei electrice de la terți	8.436.699	8.436.699
C4	Înlocuirea grupurilor de măsurare și înlocuiri ale unor părți componente ale mijloacelor fixe	160.568.564	150.404.018
C5	Înlocuiri în urma incidentelor	69.779.241	69.779.241
C6	panouri fotovoltaice pt. consum propriu - Statii	10.158.206	10.158.206
C7	modernizare Cladiri Tehnice (Statii/Posturi transformare)	6.083.357	3.629.467

Se constată că din valoarea totală a lucrărilor de investiții realizate în anul 2024, lucrările de investiții realizate din surse proprii reprezintă cca. 80 %.

Conform prevederilor *Procedurii privind fundamentarea și aprobarea planurilor de dezvoltare și de investiții ale operatorului de transport și de sistem și ale operatorilor de distribuție a energiei electrice*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 98/2022, operatorul de rețea are posibilitatea de recuperare a investițiilor nefinalizate din planul de investiții al anului 2024 în cursul primului semestru al anului 2025.

Evoluția volumului investițional realizat din surse proprii ale operatorilor de distribuție a energiei electrice concesionari în perioada 2020 – 2024, se prezintă astfel:



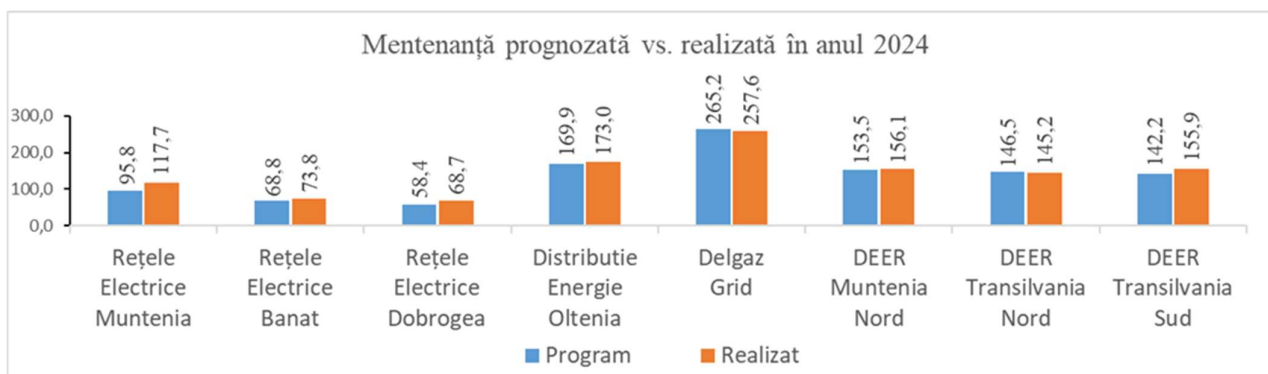
Centralizatorul valorilor prognozate și al punerilor în funcțiune la nivel de OD pe perioada 2020-2024 se regăsește în cadrul Anexei nr. 5.

3.12. Situația agregată la nivelul întregii țări a realizării lucrărilor de mentenanță în RED

Conform raportărilor OD, gradul de realizare a mentenanței rețelei în anul 2024 este următorul:

Tabelul nr. 3.12.1

	Retele Electrice Muntenia	Retele Electrice Banat	Retele Electrice Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud
Programat [Mil. lei]	95,8	68,8	58,4	169,9	265,2	153,5	146,5	142,2
Realizat [Mil. lei]	117,7	73,8	68,7	173,0	257,6	156,1	145,2	155,9
Grad realizare [%]	122,9%	107,2%	117,6%	101,8%	97,1%	101,7%	99,1%	109,6%

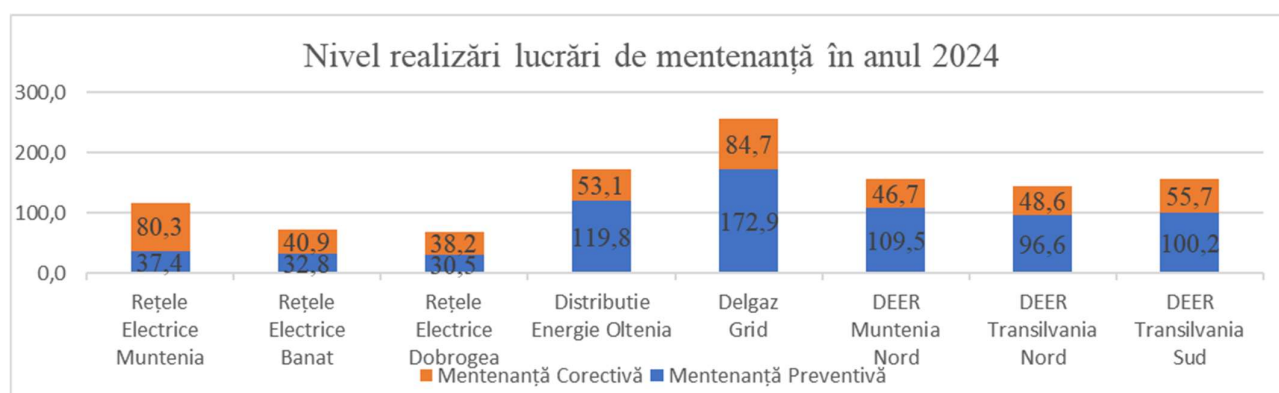


Referitor la programele de mentenanță ale ODC, în anul 2024, a fost îndeplinită condiția prevăzută la art. 36, alin. (5) ale *Procedurii*, privitoare la realizarea de lucrări de mentenanță în valoare de cel puțin 90 % din valoarea totală a planului anual.

Tabelul nr. 3.12.2

Mentenanță realizată	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud
Preventivă [Mil. lei]	37,4	32,8	30,5	119,8	172,9	109,5	96,6	100,2
Corectivă [Mil. lei]	80,3	40,9	38,2	53,1	84,7	46,7	48,6	55,7

Din datele raportate, se constată că la o parte din operatori valorile realizate ale mentenanței corective sunt semnificative (cazul operatorilor Rețele Electrice Muntenia – 68,2%, Rețele Electrice Banat – 55,5 % și Rețele Electrice Banat - 55,6 %).



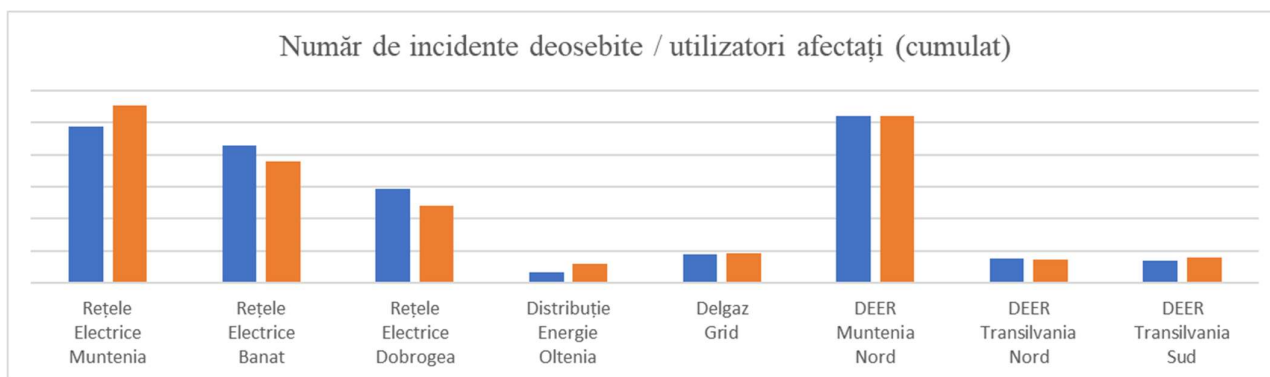
Deoarece mentenanța corectivă se realizează ca urmare a incidentelor în rețea cu impact negativ asupra calității serviciului prestat, este necesar ca OD să ia măsuri pentru realizarea lucrărilor de mentenanță preventivă și a investițiilor programate.

3.13. Situația agregată la nivelul întregii țări a incidentelor deosebite în RED

În anul 2024 în rețelele OD s-au înregistrat 527 incidente deosebite, cu distribuția:

Tabelul nr. 3.13.1

	Rețele Electrice Muntenia	Rețele Electrice Banat	Rețele Electrice Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud
Incidente deosebite	129	113	77	9	24	137	20	18
Utilizatori afectați cumulat	1.407.790	963.659	608.777	155.730	235.736	1.323.596	189.163	199.708
Putere întreruptă cumulat [MW]	667,38	388,8	308,09	59,80	72,1	654,62	91,30	53
Energie nelivrată cumulat [MWh]	161,25	97,7	123,13	50,38	69,1	517,15	62,56	17
Utilizatori afectați /incident	10.913	8.528	7.906	17.303	9.822	9.661	9.458	11.095
Medie putere întrer. /incident [MW]	5,17	3,4	4,00	6,64	3,00	4,78	4,57	2,93
Medie energie nelivr. /incident [MWh]	1,25	0,9	1,60	5,60	2,88	3,77	3,13	0,96



Numărul maxim de incidente deosebite se înregistrează în cadrul Rețele Electrice Muntenia și DEER Muntenia Nord (24,5 %, respectiv 26 %).

Încadrarea pe cauze ale incidentelor deosebite înregistrate în anul 2024 se regăsește în tabelul următor:

Tabelul nr. 3.13.2

Cauze interne OD		Cauze externe OD			Cauze neidentificate
Defecte interne în instalații	Vegetație crescută în culoar LEA	Fenomene meteo defavorabile	Acțiuni externe (terți/alți OR/animale)	Altele (defecte în instalațiile utilizatorilor)	
251	6	130	82	12	46

Din totalul incidentelor deosebite înregistrate la nivel de țară, cca. 48,8 % sunt în responsabilitatea operatorului de rețea, pe fondul defectării elementelor de rețea sau neasigurării adecvate a culoarului de trecere LEA.

Situația agregată a incidentelor deosebite nu reprezintă o imagine completă în condițiile în care configurația rețelei de distribuție poate influența încadrarea întreruperilor lungi în categoria incidentelor deosebite care, conform *Standardului de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice*, sunt definite ca fiind întreruperi lungi ale căii de alimentare/evacuare a energiei electrice ce afectează un număr mai mare de 5.000 utilizatori.

4. CONCLUZII

4.1 Serviciul de transport al energiei electrice și serviciul de sistem

Indicatorii de performanță privind activitățile specifice serviciului de transport al energiei electrice, precum și activitățile specifice serviciului de sistem, respectiv coordonarea funcționării SEN, sunt prezentați mai jos:

4.1.1. Capacitatea de transport prin secțiunile caracteristice ale SEN

În anul 2024, din punct de vedere al stabilității statice, sunt evidențiate șase secțiuni ale rețelei electrice de transport. Conform datelor prezentate de OTS, valorile puterilor medii pentru schema reală de funcționare pentru fiecare secțiune caracteristică a SEN respectă puterea admisibilă în schema cu N elemente în funcțiune. Pe durata anului 2024 nu s-au înregistrat depășiri ale puterilor maxime admisibile și nu au fost situații în care secțiunile caracteristice ale SEN să devină secțiuni critice. În anul 2024 s-a respectat asigurarea rezervei de stabilitate statică în fiecare secțiune caracteristică.

4.1.2. Consumul propriu tehnologic în RET

CPT-ul înregistrat în RET în anul 2024 a fost de 949,065 GWh, cu 5 % mai mic față de cel din anul 2023. Raportat la energia intrată în conturul RET, s-a înregistrat un procent de 2,19 %, în scădere față de valoarea de 2,37 % corespunzătoare anului precedent. Deși energia intrată în conturul RET a crescut, pierderile în valoare absolută au scăzut ca urmare a fluxurilor fizice mai avantajoase pe liniile de interconexiune, care au determinat transportul energiei pe distanțe mai scurte, cu pierderi mai mici și ca urmare a condițiilor meteorologice mai favorabile, caracterizate de cantități totale de precipitații mai mici, care au determinat scăderea pierderilor corona.

4.1.3. Indicatorii de indisponibilitate LEA și Trafo

În anul 2024 s-a înregistrat o indisponibilitate totală medie în timp a LEA – INDLIN în valoare de 221,88 ore / interval, cu 9 % mai mică decât cea înregistrată în 2023 (243,11 ore / interval). Scăderea indisponibilității LEA s-a realizat pe fondul diminuării numărului de incidente la LEA în trimestrul 3 și 4 al anului 2024 pe de o parte, respectiv micșorarea duratelor de indisponibilitate pe de altă parte. Scăderea indisponibilității programate a LEA a rezultat ca urmare a realizării unor lucrări de mentenanță fără retragerea din exploatare a LEA sau cu durate de retragere din exploatare mai mici.

În anul 2024 s-a înregistrat o indisponibilitate totală medie în timp a transformatoarelor-INDTRA în valoare de 106,86 ore / interval, cu 30 % mai mare față de cea înregistrată în aceeași perioadă a anului trecut (75,17 ore / interval). Creșterea indisponibilității determinate de evenimente *neplanificate* a fost cauzată de impactul sporit pe care declanșarea / defectarea unor unități de transformare de putere sau accesoriilor acestora (de ex. treceri izolate) l-a avut asupra perioadei de indisponibilizare a acestor unități. Creșterea indisponibilității determinate de evenimente *programate* a rezultat pe fondul realizării mai multor lucrări de mentenanță cu retrageri programate din exploatare (de ex. RT) necesare la unitățile de transformare.

4.1.4. Ajutorul de avarie și abaterea soldului SEN cu corecția de frecvență

În anul 2024 s-a acordat ajutor de avarie de 68.578 MWh ca urmare a solicitărilor NPC Ukrenargo (68.178 MWh în baza contractelor C578/08.03.2022 și C445/26.04.2023) și JSC „Elektromreza Srbije” Belgrade (400 MWh în baza contractului C221/13.11.2017).

Valorile abaterii soldului cu corecția de frecvență se încadrează în evoluțiile anilor precedenți dar și în cerințele impuse de regulamentele europene în vigoare (metodologia de calcul ENTSO-E „Methodology for creation of load-frequency control annual report”). Performanța reglajului puterii de schimb cu abaterea de frecvență a fost foarte bună și după standardele noi, impuse de regulamentele europene.

4.1.5. Indicatorii de performanță privind continuitatea serviciului de transport al energiei electrice

În anul 2024, indicatorii de performanță privind continuitatea serviciului de transport al energiei electrice sunt următorii:

- s-a înregistrat o cantitate de energie electrică nelivrată din centrale (ENC) de 39,06 MWh, cauzată de incidente în stația electrică Târgoviște – cel. 110kV Sotanga, LEA 400kV Bradu-Brașov, stația Teleajen – cel. 110kV Columbia și stația Medgidia Sud – celula 110kV FCM2 circ. 1;
- s-a înregistrat o cantitate de energie nelivrată consumatorilor (ENS) de 83,79 MWh, cel mai important incident fiind cel înregistrat în data de 16.05.2024 în stația Stupărei – cel. 110kV Răureni, respectiv 43,5 % din energia totală nelivrată consumatorilor.

4.1.6. Calitatea tehnică a energiei electrice

Monitorizarea calității tehnice a energiei electrice s-a realizat într-un număr de 76 de stații electrice din RET, într-un număr de 102 de puncte de analiză, pe o durată medie de analiză de 46 săptămâni din an.

S-a înregistrat încadrarea în limitele normate în 97,92 % din timpul de analiză pentru factorul de nesimetrie negativă, 98,77 % pentru factorul total de distorsiune armonică și 79,11 % pentru indicatorii de flicker pe termen scurt și termen lung.

Conform OTS, neîncadrarea în limitele stabilite prin Standardul de performanță e cauzată, în mare parte, funcționării cuptoarelor cu arc electric, a rafinărilor și a oțelărilor care introduc în rețea perturbații datorate proceselor tehnologice și care nu au investit în decursul anului 2024 în echipamente sau soluții dedicate pentru reducerea perturbațiilor.

4.1.7. Calitatea comercială a serviciului de transport

Din punct de vedere al calității comerciale a serviciului se constată următoarele:

Timpul de emitere a avizului tehnic de racordare depășește termenul limită de emitere impus de standard (10 zile calendaristice) pentru un număr de 44 de avize tehnice de racordare din 138 de avize emise.

Timpul mediu de transmitere a proiectelor de contracte de racordare nu a fost respectat pentru 4 contracte de racordare din cele 58 contracte încheiate.

Conform OTS, depășirile termenelor de emitere a avizelor tehnice de racordare și a contractelor de racordare sunt cauzate de numărul și complexitatea proceselor de verificare a documentației atât în ceea ce privește respectarea cerințelor stabilite prin normele tehnice, cât și a aspectelor juridice, întârzieri în constituirea garanției de către utilizator, întârzieri în cadrul procesului de avizare internă a operatorului, precum și, în anumite situații, suprapunerea cu perioada sărbătorilor legale.

4.2 Serviciul de distribuție a energiei electrice

4.2.1 Indicatori de continuitate

În ceea ce privește continuitatea în alimentare a utilizatorilor, un indicator important de performanță este SAIDI (indicele durată medie a întreruperilor pentru un utilizator). În tabelul de mai jos sunt prezentate valorile înregistrate în anul 2024:

Tabelul nr. 4.2.1.1

Indicator continuitate	Mediul	Rețele Electrice Muntenia	Rețele Electrice Banat	Rețele Electrice Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	Valoare agregată pe țară
SAIDI (a) planificat [min/an]	urban	11,55	60,02	52,50	62,08	60,00	80,67	30,74	44,45	45,77
	rural	154,35	367,49	421,49	241,15	290,66	201,33	137,49	159,97	236,75
SAIDI (d) neplanificat [min/an]	urban	59,53	44,81	49,88	72,99	63,86	104,07	36,42	117,66	68,96
	rural	145,53	170,09	121,88	139,02	74,42	166,80	126,44	160,66	132,81

În *mediul urban* SAIDI întreruperi planificate (cazul a) a înregistrat o valoare medie pe țară de 45,77 min./an, comparativ cu 48,59 min./an în anul 2023, iar SAIDI întreruperi neplanificate (cazul d) a înregistrat o valoare de 68,96 min./an, comparativ cu 72,82 min./an în anul 2023.

În *mediul rural* SAIDI întreruperi planificate (cazul a) a înregistrat o valoare medie de 236,75 min./an, față de 240,03 min/an în anul 2023, iar SAIDI întreruperi neplanificate s-a redus la 132,81 min./an, față de 141,75 min./an în anul 2023.

Agregat la nivel de țară s-au înregistrat următoarele valori:

Tabelul nr. 4.2.1.2

OD	Rețele Electrice Muntenia	Rețele Electrice Banat	Rețele Electrice Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	Valoare agregată pe țară
SAIDI intreruperi planificate (a) [min/an]	36,60	183,55	206,39	161,51	190,00	144,14	82,46	91,69	131,40
SAIDI intreruperi neplanificate (d) [min/an]	74,62	95,14	79,90	109,65	69,81	137,07	80,04	135,25	97,75

SAIDI întreruperi planificate înregistrează o ușoară scădere a valorii medii la 131,4 min./an, față de valoarea de 134,51 min./an înregistrată în anul 2023, iar SAIDI întreruperi neplanificate înregistrează o scădere la valoarea de 97,75 min./an, față de 103,92 min./an în 2023.

Se constată că valoarea SAIDI întreruperi neplanificate înregistrează valori mai mari decât SAIDI întreruperi planificate pentru cazul Rețele Electrice Muntenia și DEER Transilvania Sud, în condițiile în care aceste întreruperi au efecte mai deranjante pentru utilizatori.

Conform analizei realizate, în perioada 2020 – 2024 se observă o ușoară îmbunătățire a valorilor SAIDI pentru întreruperi planificate și neplanificate.

Tabelul nr. 4.2.1.3

Indicator	2020	2021	2022	2023	2024
SAIDI intreruperi planificate (a) [min/an]	153,93	155,59	132,21	134,51	131,40
SAIDI intreruperi neplanificate (d) [min/an]	146,78	130,43	108,25	103,92	97,75

Un alt indicator important privitor la continuitatea serviciului îl reprezintă SAIFI (indicele frecvență medie a întreruperilor pentru un utilizator) care a înregistrat valorile:

Tabel nr. 4.2.1.4

Indicator continuitate	Mediul	Rețele Electrice Muntenia	Rețele Electrice Banat	Rețele Electrice Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	Valoare agregată pe țară
SAIFI (a) planificat [intr./an]	urban	0,06	0,29	0,29	0,58	0,22	0,36	0,13	0,17	0,24
	rural	0,71	1,36	1,54	1,38	0,93	0,77	0,48	0,63	0,95
SAIFI (d) neplanificat [intr./an]	urban	1,98	1,68	2,26	1,14	1,05	2,01	0,80	2,06	1,62
	rural	3,77	3,21	2,97	1,21	0,56	2,12	1,72	1,89	1,80

În *mediul urban* SAIFI întreruperi planificate (cazul a) a înregistrat o creștere a valorii medii pe țară la 0,24 intr./an, față de valoarea de 0,23 intr./an din anul 2023, iar SAIFI întreruperi neplanificate (cazul d) s-a menținut la valoare de 1,62 intr./an.

În *mediul rural*, SAIFI întreruperi planificate (cazul a) a înregistrat o creștere a valorii la 0,95 intr./an, față de 0,89 intr./an în anul 2023. SAIFI întreruperi neplanificate (cazul d) a scăzut la 1,80 intr./an, față de 1,87 intr./an în anul 2023.

Agregat la nivel de țară s-au înregistrat următoarele valori:

Tabelul nr. 4.2.1.5

Operator	Rețele Electrice Muntenia	Rețele Electrice Banat	Rețele Electrice Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud	Valoare agregată pe țară
SAIFI întreruperi planificate (a) [intr/an]	0,18	0,72	0,81	1,02	0,62	0,58	0,30	0,36	0,56
SAIFI întreruperi neplanif. (d) [intr/an]	2,29	2,30	2,55	1,18	0,77	2,07	1,25	1,99	1,70

SAIFI întreruperi planificate (cazul a) a înregistrat o valoare medie de 0,56 intr./an, peste valoare de 0,52 intr./an a anului 2023, iar SAIFI întreruperi neplanificate (cazul d) a înregistrat o valoare medie pe țară de 1,7 intr./an, față de 1,74 intr./an în anul 2023.

Conform analizei realizate, în perioada 2020 – 2024 se observă o ușoară îmbunătățire a valorilor SAIFI pentru întreruperi planificate și neplanificate.

Tabelul nr. 4.2.1.6

Indicator	2020	2021	2022	2023	2024
SAIFI întreruperi planificate (a) [intr/an]	0,58	0,60	0,52	0,52	0,56
SAIFI întreruperi neplanificate (d) [intr/an]	2,57	2,31	1,93	1,74	1,70

SAIFI și SAIDI planificat este influențat de numărul lucrărilor de investiții și mentenanță din an, dar și de nivelul de tensiune a instalațiilor în care se execută aceste lucrări. În continuare se păstrează diferența SAIDI și SAIFI aferente întreruperilor neplanificate și cele aferente întreruperilor planificate, în condițiile în care volumul și durata întreruperilor accidentale este mare.

4.2.2. Calitatea energiei electrice

Analiza calității energiei electrice s-a realizat într-un număr reprezentativ de stații electrice și posturi de transformare, cu ajutorul analizatoarelor de calitate a energiei electrice.

În cadrul art. 37 al noului standard de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 46/2021, a fost impusă respectarea unui calendar de implementare a monitorizării calității energiei electrice în stații electrice și posturi de transformare, respectiv atingerea pragurilor de monitorizare de 50 % din numărul stațiilor electrice și 20 % din numărul posturilor de transformare până la finalul anului 2023, cu mențiunea că standardul prevede ca în cadrul gradului de

monitorizare menționat, posturile de transformare monitorizate includ și posturile de transformare care alimentează în totalitate utilizatori integrați în sisteme de măsurare inteligentă a energiei electrice.

În anul 2024 situația statistică referitoare la gradul de monitorizare integral al calității energiei electrice în (monitorizarea tuturor parametrilor definiți în standard) este următoarea:

Tabelul nr. 4.2.2.

Indicator	Rețele Electrice Muntenia	Rețele Electrice Banat	Rețele Electrice Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud
Nr. st. de transf. 110kV	70	97	121	144	126	128	93	102
Stații analizate	50	72	54	86	116	66	48	55
Procent monit. ST	71,42 %	74,22 %	44,62 %	59,72 %	92 %	51,56 %	51,61 %	53,92 %
Nr. de PT	9.841	9.057	6.638	10.646	11.445	10.426	9.490	9.600
PT analizate integral	1.589	1.563	1.157	2.103	2.707	35	-	-
Procent monit. PT	16,15%	17,25%	17,43%	19,75%	23,65%	0,34%	0 %	0 %

4.2.3. Calitatea comercială a serviciului de distribuție a energiei electrice

Privitor la *calitatea comercială a serviciului de distribuție* a energiei electrice se constată următoarele:

Timpul mediu de emiter a avizului tehnic de racordare în anul 2024, calculat la nivelul întregii țări, a fost de 11 zile pentru cazul în care soluția a fost stabilită prin studiu de soluție, respectiv 19 zile pentru cazul în care soluția a fost stabilită prin fișă de soluție.

Timpul mediu de emiter a ATR, când soluția este stabilită pe baza de studiu de soluție, a depășit limita termenului maxim de 10 zile admis prin *Standard* în cazul operatorilor Rețele Electrice Muntenia, Rețele Electrice Banat, Rețele Electrice Dobrogea, respectiv DEER Muntenia Nord și DEER Transilvania Nord.

Timpul mediu de încheiere a contractelor de racordare în anul 2024 a înregistrat o valoare medie pe țară de 3 zile, cu o valoare maximă de 6 zile la E-Distribuție Banat, sub termenul limită de 10 zile calendaristice, prevăzut în Standard.

Timpul mediu privind încheierea contractelor de distribuție a fost de 3 zile la JT și MT, respectiv 2 zile la IT, încadrându-se în termenul maxim prevăzut de standard, respectiv 20 de zile calendaristice de la înregistrarea cererii de încheiere a contractului, însoțită de documentația completă.

Durata medie a procesului de racordare la JT a avut o valoare de 132 zile la nivelul întregii țări (față de 148 zile în anul 2023 și 114 zile în anul 2022), situându-se între 67 zile la Distribuție Energie Oltenia și 191 zile la DEER Transilvania Sud.

Durata medie a procesului de racordare la MT a avut o valoare de 336 zile la nivelul întregii țări (față de 293 zile în anul 2023 și 247 zile în anul 2022), cu o valoare minimă de 155 zile la Distribuție Energie Oltenia și o valoare maximă de 427 zile la Delgaz Grid.

Costul mediu de racordare la JT a fost de 3.649 lei la nivelul întregii țări (față de 4.638 lei în anul 2023 și 2.222 lei în anul 2022) cu o valoare minimă de 2.595 lei la E-Distribuție Muntenia și o valoare maximă de 5.251 lei la DEER Transilvania Nord.

Costul mediu de racordare la MT a fost de 205.883 lei la nivelul întregii țări (200.809 lei în anul 2023 și 113.323 lei în anul 2022) cu o valoare minimă de 105.162 lei la Rețele Electrice Banat și o valoare maximă de 355.686 lei la DEER Transilvania Sud.

Timpul mediu de răspuns la reclamațiile referitoare la racordare/contestații ATR a fost de 18 zile la JT, 20 la MT și 25 zile la IT, respectând termenul legal de răspuns de 30 zile. Numărul maxim de reclamații s-

a înregistrat la Rețele Electrice Muntenia (4.637 reclamații, reprezentând 52 %), situație similară anilor 2022 și 2023.

Cel mai mare număr de reclamații referitoare la calitatea curbei de tensiune s-a înregistrat în cazul operatorului Distribuție Energie Oltenia, de cca. 19% din totalul reclamațiilor de acest fel.

Timpul mediu de răspuns la reclamațiile referitoare la calitatea curbei de tensiune a fost de 16 zile la JT, respectiv 15 zile la MT și 6 zile la IT. Se constată că valorile medii se încadrează în termenul maxim de 20 zile, stabilit în *Standard*.

Timpul mediu de răspuns la cereri/sesizări/reclamații sau solicitări scrise pe alte teme decât cele la care se referă explicit *Standardul* a avut o valoare medie de 15 zile la JT, 10 zile la MT și 9 zile la IT. Numărul maxim a fost înregistrat la Distribuție Energie Oltenia (64983, reprezentând 32,24 %).

Timpul mediu de reconectare a locului de consum din momentul anunțării OD de către utilizator/furnizor că plata s-a efectuat, a avut o valoare de o zi la JT, respectiv două zile la MT, la nivelul întregii țări.

În continuare se înregistrează diferențe semnificative între OD privitoare la nivelul compensațiilor acordate utilizatorilor, cu un maxim de 9.064.223 lei în cazul Rețele Electrice Muntenia și un minim de 142.895 lei în cazul operatorului DEER Muntenia Nord. La nivelul întregii țări se înregistrează în anul 2024 un număr semnificativ de compensații acordate pentru neasigurarea continuității alimentării cu energie electrică (586.743 compensații în valoare totală de 18.833.123 lei, reprezentând 70,6 % din total). Compensațiile privind calitatea comercială a serviciului de distribuție a energie electrice reprezintă cca. 28,6 % din total (7.628.040 lei), iar compensațiile referitoare la calitatea tehnică a energiei electrice distribuite reprezintă 0,87 % (232.375 lei).

4.3. Starea rețelelor electrice

4.3.1. Vechimea instalațiilor

Referitor la starea rețelelor electrice, atât ale operatorului de transport al energiei electrice cât și ale operatorilor de distribuție, se menține problema uzurii instalațiilor, în condițiile în care o mare parte a instalațiilor aflate în funcțiune au durată de utilizare îndelungată.

Astfel, în cazul liniilor electrice aeriene aparținând OTS, cca. 78,7 % au anul punerii în funcțiune în perioada 1960 - 1979, iar 12,27 % între anii 1980 și 1999. În ceea ce privește situația transformatoarelor/autotransformatoarelor din stațiile electrice aparținând OTS, se constată că un procent de 75,8 % din puterea instalată a acestora a fost pusă în funcțiune după anul 2000 (28.333 MVA din totalul instalat de 37.363 MVA).

În cazul liniilor electrice de înaltă tensiune de 110kV din gestiunea OD, ponderea punerilor în funcțiune după anul 2000 este de 5,43 % din lungimea totală a acestei categorii, iar liniile electrice de medie și joasă tensiune (inclusiv bransamente) puse în funcțiune după anul 2000 prezintă un procent mai mare din lungimea totală a acestor categorii de instalații electrice, de 16,72 % la medie tensiune, respectiv de 25,35 % la joasă tensiune (inclusiv bransamente). Totodată, se remarcă faptul că numărul stațiilor electrice din rețelele de distribuție, puse în funcțiune după anul 2000 reprezintă cca. 12,3 % din numărul total al acestora, iar numărul posturilor de transformare și al punctelor de alimentare instalate după anul 2000 reprezintă cca. 38 % din numărul total aferent celor două categorii de instalații electrice.

Cu toate acestea, în perioada 2005-2023 operatorii de distribuție concesionari au desfășurat ample programe de investiții prin care au fost re tehnologizate și modernizate mare parte din instalațiile existente. Considerând faptul că lucrările de modernizare și re tehnologizare au vizat echipamente componente din stații, posturi de transformare ori din linii electrice existente, deși majoritatea capacităților energetice au

data PIF anterioară anului 2005, echipamentele componente au beneficiat de lucrări succesive de investiții prin care li s-au îmbunătățit parametrii tehnici.

4.3.2. Realizarea planurilor de investiții ale OTS și ODC

Nivelul valoric al lucrărilor de investiții planificate și realizate din surse proprii se prezintă astfel:

Tabelul nr. 4.3.2

	CNTEE Transelectrica	Rețele Electrice Muntenia	Rețele Electrice Banat	Rețele Electrice Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud
Programat [Mil. lei]	157,845	394,64	271,01	255,35	276,83	468,31	225,94	220,71	228,03
Realizat* [Mil. lei]	402,647	385,38	267,14	257,75	282,47	418,69	284,77	269,80	255,65

*) Valorile realizate includ recuperări din planul de investiții al anului 2023 și lucrări suplimentare

Gradul de realizare al planurilor de investiții ale anului 2024 se va evalua după expirarea termenului de recuperare de 6 luni calendaristice prevăzut în *Procedura privind fundamentarea și aprobarea planurilor de dezvoltare și de investiții ale operatorului de transport și de sistem și ale operatorilor de distribuție a energiei electrice*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 98/2022 (*Procedura*). Pentru lucrările de investiții întârziate operatorii au posibilitatea recuperării în cadrul termenului de recuperare permis de reglementare.

4.3.3. Realizarea planurilor de mentenanță ale OTS și ODC

La finalul anului 2024 valorile planificate și realizate ale lucrărilor de mentenanță se prezintă astfel:

Tabelul nr. 4.3.3

	CNTEE Transelectrica	Rețele Electrice Muntenia	Rețele Electrice Banat	Rețele Electrice Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	DEER Muntenia Nord	DEER Transilvania Nord	DEER Transilvania Sud
Programat [Mil.lei]	144,3	95,8	68,8	58,4	169,9	265,2	153,5	146,5	142,2
Realizat [Mil.lei]	143,4	117,7	73,8	68,7	173,0	257,6	156,1	145,2	155,9

Referitor la programele de mentenanță ale OR, în anul 2024, a fost îndeplinită condiția prevăzută la art. 36, alin. (5) al *Procedurii*, privitoare la realizarea de lucrări de mentenanță în valoare de cel puțin 90 % din valoarea totală a planului anual.

Din datele raportate se constată că în cazul anumitor operatori valorile realizate ale mentenanței corective sunt semnificative. Este de menționat faptul că mentenanța corectivă se realizează în urma incidentelor în rețea, cu impact în întreruperea alimentării consumatorilor, înrăutățirea indicatorilor de performanță și scăderea calității serviciului prestat.

Pentru menținerea instalațiilor electrice în parametrii de funcționare nominali, este necesară programarea eficientă a lucrărilor de re tehnologizare și modernizare a instalațiilor existente, precum și a celor de mentenanță preventivă.

Director DMIT
Viorel Ilie

Sef SMITEE
Cristina Pirvu

Expert
Bogdan Ionescu